

2025

Brookfield Renewable Partners L.P.

Nos activités

Nous investissons directement dans des actifs d'énergie renouvelable et de solutions durables, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. À l'échelle de la Société, nous comptons sur notre vaste expérience en matière d'exploitation pour maintenir et accroître la valeur de nos actifs, faire croître les flux de trésorerie annuellement et cultiver des relations positives avec les parties prenantes locales.

Notre portefeuille diversifié à l'échelle mondiale, dont la capacité de production est composée à plus de 96 % d'actifs d'énergie renouvelable, regroupe une puissance d'exploitation d'environ 47 200 MW et une production moyenne à long terme annualisée d'environ 121 900 GWh, auxquelles s'ajoute un portefeuille de projets en développement de plus de 200 GW.

Le tableau suivant présente notre portefeuille de centrales d'énergie renouvelable en exploitation que nous détenons et exploitons ou dans lesquelles nous détenons une participation financière au 31 décembre 2025 :

	Réseaux hydro- graphiques	Centrales	Puissance ¹ (MW)	MLT ² (GWh)	Capacité de stockage (GWh)
Hydroélectricité					
Amérique du Nord³					
États-Unis.....	29	139	2 905	11 868	2 559
Canada.....	19	33	1 368	5 264	1 261
	48	172	4 273	17 132	3 820
Colombie ⁴	11	31	3 373	16 656	3 703
Brésil.....	24	36	850	4 309	—
	83	239	8 496	38 097	7 523
Énergie éolienne⁵					
Amérique du Nord.....	—	59	7 158	22 503	—
Europe.....	—	64	5 121	17 420	—
Brésil.....	—	37	890	3 909	—
Asie-Pacifique.....	—	80	3 584	9 433	—
	—	240	16 753	53 265	—
Énergie solaire destinée aux réseaux publics^{6, 7}					
	—	282	13 993	26 360	—
Production décentralisée et stockage ⁸	1	5 817	5 503	2 664	1 436
Total des énergies renouvelables ^{5, 6}	84	6 578	44 745	120 386	8 959

¹⁾ Comprend les actifs détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 5, « Actifs détenus en vue de la vente », pour de plus amples renseignements.

²⁾ La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2025, 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 sur la raison pour laquelle nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales de stockage par pompage et certaines autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

³⁾ Comprend trois centrales de stockage par batteries (36 MW) en Amérique du Nord.

⁴⁾ Comprend deux centrales éoliennes (32 MW) et dix centrales solaires (419 MW) en Colombie.

⁵⁾ Ne tient pas compte d'une capacité d'énergie éolienne de 356 MW ayant une MLT de 911 GWh dans notre secteur des solutions durables.

⁶⁾ Ne tient pas compte d'une capacité d'énergie solaire de 333 MW ayant une MLT de 613 GWh dans notre secteur des solutions durables.

⁷⁾ Comprend une centrale de stockage par batteries (60 MW) en Amérique du Nord et une centrale de stockage par batteries (3 MW) en Amérique du Sud.

⁸⁾ Comprend des centrales de stockage par pompage en Amérique du Nord (666 MW).

Nous avons également effectué des investissements au sein de notre portefeuille de solutions durables comprenant des actifs et des entreprises qui favorisent la transition vers la carboneutralité au moyen de technologies émergentes bien établies qui nécessitent des capitaux pour croître, ainsi que dans des entreprises où, à notre avis, nous pourrions mettre à profit notre accès aux capitaux et aux partenariats pour accélérer notre croissance. Ce portefeuille comprend notre participation dans Westinghouse, entreprise mondiale spécialisée dans les services nucléaires de premier plan, et dans un producteur indépendant d'énergie destinée aux réseaux publics qui exerce ses

activités dans les Caraïbes et en Amérique latine, ainsi que des actifs en exploitation et un portefeuille d'actifs en développement de captage et de stockage de carbone, de production de gaz naturel renouvelable de source agricole et de recyclage de matériaux, et un portefeuille de projets de fabrication d'électrocarburants.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille d'énergie renouvelable sur une base **consolidée** et trimestrielle au 31 décembre 2025 :

PRODUCTION (GWh)¹	T1	T2	T3	T4	Total
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	3 343	3 395	2 208	2 922	11 868
Canada	1 270	1 513	1 246	1 235	5 264
	4 613	4 908	3 454	4 157	17 132
Colombie ²	3 834	4 167	4 069	4 586	16 656
Brésil	1 059	1 073	1 087	1 090	4 309
	9 506	10 148	8 610	9 833	38 097
Énergie éolienne	14 292	12 848	11 246	14 879	53 265
Énergie solaire destinée aux réseaux publics ...	5 478	7 523	7 974	5 385	26 360
Énergie décentralisée et stockage	590	782	756	536	2 664
Total ³	29 866	31 301	28 586	30 633	120 386

¹⁾ La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2025, 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 sur la raison pour laquelle nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales de stockage par pompage et certaines autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

²⁾ Comprend deux centrales éoliennes (174 GWh) et dix centrales solaires (761 GWh) en Colombie.

³⁾ Compte non tenu de la production MLT générée par des actifs d'énergie solaire d'une puissance de 613 GWh et des actifs d'énergie éolienne d'une puissance de 911 GWh liés à nos investissements dans les solutions durables visant à simplifier la décarbonation d'un producteur indépendant d'énergie destinée aux réseaux publics qui exerce ses activités dans les Caraïbes et en Amérique latine.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille d'énergie renouvelable **au prorata** et pour chaque trimestre au 31 décembre 2025 :

PRODUCTION (GWh)¹	T1	T2	T3	T4	Total
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	2 142	2 265	1 451	1 906	7 764
Canada	1 045	1 234	990	976	4 245
	3 187	3 499	2 441	2 882	12 009
Colombie ²	1 428	1 551	1 515	1 706	6 200
Brésil	956	968	981	983	3 888
	5 571	6 018	4 937	5 571	22 097
Énergie éolienne	2 524	2 349	1 924	2 613	9 410
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	1 156	1 689	1 805	1 139	5 789
Énergie décentralisée et stockage	118	157	150	109	534
Total ³	9 369	10 213	8 816	9 432	37 830

¹⁾ La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2025, 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 sur la raison pour laquelle nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales de stockage par pompage et certaines autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

²⁾ Comprend deux centrales éoliennes (65 GWh) et dix centrales solaires (284 GWh) en Colombie.

³⁾ Compte non tenu de la production MLT générée par des actifs d'énergie solaire d'une puissance de 25 GWh et des actifs d'énergie éolienne d'une puissance de 39 GWh liés à nos investissements dans les solutions durables visant à simplifier la décarbonation d'un producteur indépendant d'énergie destinée aux réseaux publics qui exerce ses activités dans les Caraïbes et en Amérique latine.

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, et sur le site Web de SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Lettre annuelle aux porteurs de parts

L'exercice 2025 s'est révélé très solide pour Énergie Brookfield. Malgré une période de bouleversements dans l'ensemble du secteur, nous avons atteint nos plus robustes résultats financiers à ce jour. D'abord et avant tout, nous avons positionné l'entreprise en vue d'une période de croissance du bénéfice inédite.

Favorisée par des tendances à l'électrification et à la réindustrialisation présentes depuis plusieurs décennies, la demande d'énergie s'accroît à un rythme accéléré et s'est vue exacerbée par l'intelligence artificielle (« IA ») dans les dernières années. Par conséquent, nous sommes en bonne voie de renforcer notre position de chef de file dans la prestation des solutions énergétiques fiables, sécuritaires et d'envergure que le marché exige aujourd'hui.

Notre vaste portefeuille mondial de technologies à faible coût et à commercialisation rapide, renforcé par nos capacités de production de base en hydroélectricité, en énergie nucléaire et en stockage par batteries, solidifie notre partenariat avec les gouvernements et les plus grands acheteurs institutionnels d'électricité. De plus, il nous permet d'établir des partenariats d'envergure uniques qui permettront sans doute de dégager une importante croissance des flux de trésorerie et beaucoup de valeur à long terme.

En octobre, Westinghouse a conclu une convention de partenariat stratégique et transformateur avec le gouvernement des États-Unis dans l'objectif d'y installer de nouveaux réacteurs nucléaires reposant sur la technologie de Westinghouse. Depuis la signature de la liste de conditions obligatoires, nous nous sommes attachés à préparer l'exécution des commandes relatives aux éléments à longs délais d'approvisionnement pour le réacteur AP1000 à grande échelle, exclusif à Westinghouse et le premier de sa catégorie.

Plus tôt cette année, nous avons conclu le premier accord-cadre d'hydroélectricité du genre avec Google visant la fourniture d'une capacité hydroélectrique maximale de 3 000 mégawatts. L'accord-cadre témoigne de la croissance accélérée de la demande d'énergie des centres de données à très grande échelle et de l'importance accrue qu'ils accordent à l'acquisition d'énergie de base à grande échelle pour alimenter leur croissance et compléter les capacités d'énergie solaire et éolienne à faible coût. Grâce au plus grand portefeuille hydroélectrique du secteur privé aux États-Unis, complété par notre vaste parc d'actifs éoliens et solaires, nous sommes particulièrement bien placés pour fournir des solutions d'énergie propre en tout temps pour répondre aux besoins des centres de données à très grande échelle.

Outre ces partenariats que nous avons annoncés précédemment, nous menons également, en partenariat avec un fonds souverain, des négociations bilatérales au sujet de l'établissement d'une centrale de stockage par batteries d'une puissance supérieure à 1 000 mégawatts. Ce développement devrait améliorer la fiabilité du réseau électrique du pays concerné et comptera parmi les plus grands projets de stockage d'énergie du globe. Le partenariat repose sur une condition selon laquelle les installations seront entièrement visées par contrat et feront l'objet de conventions de services de stockage à long terme et à prix fixes soutenues par le gouvernement local, à savoir sur une approche de développement et de passation de contrats correspondant à la manière dont nous mettons en œuvre d'autres technologies.

Parallèlement à ces nouveaux partenariats significatifs, nous avons également mené à bien nos plans de croissance au cours des dernières années, en mettant en service de nouvelles centrales d'une puissance d'environ 8 000 mégawatts sur nos principaux marchés et en acquérant des entreprises permettant de renforcer davantage nos flux de trésorerie. Il est entre autres question de la privatisation de Neoen, du détachement réussi de Geronimo Power et de l'accroissement de notre participation dans Isagen, une entreprise figurant parmi nos investissements les plus rentables depuis que nous l'avons acquise il y a environ une décennie.

Simultanément, nous poursuivons l'expansion de notre programme de recyclage d'actifs, qui a généré un produit record de 4,5 milliards \$ (montant net de 1,3 milliard \$ pour Énergie Brookfield) – des rendements supérieurs à nos cibles –, ce qui confirme que le recyclage d'actif est bel et bien une source de capital durable et relative pour notre entreprise.

Le regard tourné vers 2026 et au-delà, les perspectives de croissance d'Énergie Brookfield n'ont jamais été aussi prometteuses. Grâce à notre parc mondial en exploitation, à nos vastes capacités de commercialisation et de développement, ainsi qu'à notre accès unique à des capitaux d'envergure, nous sommes en bonne position pour faire croître nos flux de trésorerie de plus de 10 % et notre valeur, de 12 % à 15 % par part chaque année, à long terme.

Compte tenu du solide rendement financier, des excellentes liquidités et des perspectives prometteuses de notre entreprise, nous sommes heureux d'annoncer une augmentation supérieure à 5 % de notre distribution annuelle, ce qui la porte à 1,57 \$ par part. Cette augmentation s'appuie sur nos réussites passées qui ont permis de dégager une croissance de la distribution annuelle d'au moins 5 % pour chaque exercice depuis l'introduction en bourse d'Énergie Brookfield en 2011.

Voici d'autres faits saillants de l'exercice :

- Nous avons généré des fonds provenant des activités de 1 334 millions \$, ou 2,01 \$ par part, soit une augmentation de 10 % sur douze mois attribuable à d'excellents résultats d'exploitation, à la croissance des activités de développement, à des acquisitions relatives et au recyclage de capitaux.
- Nous avons poursuivi l'avancement de nos initiatives commerciales en obtenant des contrats à long terme avantageux visant des capacités de production de plus de 9 000 mégawatts à partir de notre parc en exploitation.
- Nous avons mis en service des capacités d'environ 8 000 mégawatts, ce qui représente plus du double des capacités mises en service au cours des trois années précédentes, tout en étant en bonne voie d'atteindre le cap d'environ 10 000 mégawatts par année d'ici 2027.
- Nous avons investi, ou convenu d'investir, 8,8 milliards \$ (montant net de 1,9 milliard \$ pour Énergie Brookfield) dans la croissance, en diversifiant davantage nos activités et en nous positionnant de façon à bénéficier de l'augmentation de la demande.
- Nous avons conclu des ententes de vente d'actifs générant un montant inédit de 4,5 milliards \$ (montant net de 1,3 milliard \$ pour Énergie Brookfield), un multiple d'environ 2,4 fois le capital investi et un taux de rendement supérieur à la partie supérieure de notre fourchette cible, tout en générant des capitaux substantiels que nous réinvestirons dans une croissance relative.
- Nous avons renforcé notre bilan de premier ordre, en réalisant des financements dépassant 37 milliards \$ et en terminant l'exercice avec des liquidités disponibles de 4,6 milliards \$, ce qui permettra à l'entreprise d'investir des capitaux de façon opportune à des rendements solides ajustés au risque.

Bienvenue à l'ère de l'ajout de sources d'énergie

Pour répondre à la demande croissante, nous ajoutons plus de nouvelles capacités de production aux réseaux d'électricité que jamais, une dynamique qui accélère la transition des capacités mondiales vers les énergies renouvelables.

Il y a quelques années seulement, le contexte d'investissement dans de nouvelles capacités d'énergie s'orientait principalement vers l'abandon des modes de production à forte intensité en carbone dans un monde où la demande d'énergie affichait une croissance plutôt faible, voire presque nulle. Aujourd'hui, la demande sur la plupart des marchés développés augmentant à un rythme jamais vu depuis des décennies, le contexte a considérablement changé : en plus de nous détourner des modes de production à forte intensité en carbone, nous ajoutons d'importantes capacités nouvelles de production nette afin de répondre à la croissance accélérée de la demande, attribuable à l'électrification, à la résurgence de l'activité industrielle et à l'IA.

Ce tournant important est à l'origine d'un passage de la mise à niveau graduelle des réseaux autour du globe à une expansion à grande échelle, qui privilégie les énergies renouvelables à déploiement rapide, la production d'électricité de base d'envergure et la pérennité de la fiabilité des réseaux. L'ensemble de ces facteurs offre un éventail croissant de possibilités qui nécessiteront le développement de multiples technologies à moyen terme.

Pour répondre à la demande, nous devons recourir à l'énergie solaire et à des actifs terrestres d'énergie éolienne, à commercialisation rapide et à faible coût, à l'hydroélectricité et à l'énergie nucléaire pour leur production de base à grande échelle, au gaz naturel pour la flexibilité qu'il procure et, de plus en plus, aux solutions de stockage par batteries pour plus de fiabilité. En outre, sur certains marchés où les files d'attente de branchement au réseau restreignent la capacité de fournir de nouvelles capacités à moyen terme, nous verrons apparaître davantage de solutions de production indépendante, dont la production décentralisée, les piles à combustible, les petits réacteurs nucléaires modulaires et de nouvelles centrales alimentées au gaz.

Dans ce contexte, où la croissance de la demande s'accélère en raison du besoin de production et de capacités supplémentaires, les énergies propres sont en bonne position pour répondre à cette demande en grande partie, ces solutions étant à faible coût et les plus rapides à déployer. Par conséquent, étant donné que la montée de ce type de production se poursuit, les solutions d'énergie propre constituent une part en croissance rapide de la production mondiale d'électricité.

Notre entreprise se situe à l'épicentre de ce vaste ensemble de possibilités en plein essor. En retour, nous avons misé sur l'expansion de notre parc en exploitation, de notre portefeuille de projets en développement et de nos capacités afin de nous placer en bonne voie d'accomplir davantage avec les plus grands acheteurs d'électricité du monde.

Nous poursuivons l'expansion de nos solutions éoliennes terrestres et solaires à faible coût et à commercialisation rapide afin de répondre à la demande croissante d'électricité.

Au cours de l'exercice, nous avons mis en service de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable d'une puissance d'environ 8 000 mégawatts et prévoyons atteindre une cadence annuelle d'environ 10 000 mégawatts par année d'ici 2027, tout en continuant de mettre en œuvre notre approche pratiquement sans risque en matière de développement, dans l'objectif d'obtenir des contrats à long terme, des conventions de financement et des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Au cours des douze derniers mois, nous avons fait croître notre portefeuille de projets en développement à un stade avancé de plus de 25 %, qui comprend désormais des projets d'une puissance cumulée d'environ 84 000 mégawatts pour lesquels nous avons obtenu, ou sommes à quelques étapes près d'obtenir, les terrains, les permis et les branchements au réseau qui s'imposent.

Aux États-Unis, où l'on observe une croissance de la demande d'électricité parmi les plus fortes et où se situent près de la moitié de nos activités et de notre portefeuille, nous avons raffermi notre position de chef de file grâce à l'acquisition de Geronimo Power, qui a permis l'ajout d'un portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable en exploitation et en développement d'une puissance de 3 200 mégawatts, ainsi que d'un portefeuille d'une puissance supérieure à 30 000 mégawatts. De plus, nous avons réalisé l'acquisition ciblée d'un portefeuille de projets d'énergie solaire en construction d'une puissance d'environ 300 mégawatts dans la région Pennsylvanie–New Jersey–Maryland que nous développerons en vue de la conclusion de contrats avec les centres de données à très grande échelle.

Des décennies durant, nous avons été propriétaire et exploitant de centrales hydroélectriques. Aujourd'hui, nous détenons l'un des plus importants portefeuilles d'actifs en exploitation du globe : cette catégorie d'actifs s'avère de plus en plus stratégique et précieuse.

La valeur associée à l'exploitation de centrales hydroélectriques est de plus en plus reconnue par le marché en général. La flexibilité, la production de base sur commande et la stabilité pour le réseau que ces centrales hydroélectriques procurent sont en demande plus que jamais. Au dernier exercice, nous avons conclu trois conventions d'achat d'électricité de 20 ans avec des centres de données à très grande échelle aux États-Unis, une première pour notre portefeuille hydroélectrique, et nous avons signé l'accord-cadre d'hydroélectricité avec Google pour la fourniture d'une capacité hydroélectrique maximale de 3 000 mégawatts. Nos centrales hydroélectriques offrent une valeur ajoutée grâce à l'augmentation des flux de trésorerie, à notre capacité de financer davantage ces actifs et à notre capacité de financer la croissance à l'échelle de l'entreprise.

Au cours de l'exercice, nous avons également accru notre participation dans Isagen, notre plateforme hydroélectrique colombienne, ce qui augmente notre exposition à des actifs d'infrastructure d'envergure, pratiquement sans risque et d'importance stratégique sur un marché connaissant une forte croissance de la demande d'énergie.

Nous avons toujours considéré notre portefeuille hydroélectrique comme étant hautement stratégique et continuerons de rechercher des occasions d'acquérir des actifs à même de bonifier notre entreprise et de renforcer notre position dans ce segment de marché de plus en plus avantageux.

Grâce à Westinghouse, la première plateforme de technologie nucléaire au monde, nous sommes particulièrement bien placés pour contribuer à l'arrivée sur la scène mondiale des réacteurs nucléaires de prochaine génération et fournir de l'électricité de base à grande échelle.

Nous assistons à une augmentation de la demande de nouvelles capacités d'énergie nucléaire pour répondre à l'envolée des besoins en électricité. Cette tendance se confirme par le redémarrage de centrales fermées auparavant ou partiellement aménagées aux États-Unis, et se voit renforcée par l'accord historique conclu avec le gouvernement américain visant le déploiement de nouveaux réacteurs nucléaires reposant sur la technologie de Westinghouse. La densité énergétique exceptionnelle, la longévité des actifs et la capacité de fournir de l'électricité de base en continu à grande échelle que procure l'énergie nucléaire font d'elle une solution extrêmement efficace permettant de répondre aux nouvelles exigences du marché d'aujourd'hui.

Le partenariat stratégique de Westinghouse avec le gouvernement des États-Unis devrait dégager une valeur considérable pour l'entreprise et Énergie Brookfield grâce au développement de nouveaux réacteurs AP1000, notamment après leur mise en service : Westinghouse fournira du combustible et des services d'entretien tout au long de la durée de vie des réacteurs. Outre les retombées financières directes, un engagement de cette ampleur à l'égard de Westinghouse sert de puissant catalyseur au secteur de l'énergie nucléaire dans son ensemble, en offrant la certitude d'une demande à long terme, certitude qui est nécessaire pour l'obtention d'investissements dans les chaînes d'approvisionnement, la réduction des coûts futurs et l'accélération du développement de nouveaux réacteurs à l'échelle mondiale. Ce contexte permettra à Westinghouse d'élargir le déploiement de ses technologies bien au-delà du cadre de cette première commande, à savoir aux gouvernements et aux clients institutionnels des États-Unis et du monde entier.

Le stockage par batteries s'avère de plus en plus important pour renforcer la fiabilité et la stabilité des réseaux électriques mondiaux. Grâce à l'acquisition de Neoen, nous figurons désormais parmi les chefs de file de cette technologie incontournable.

Fait étonnant, le coût des batteries a dégringolé de près de 95 % depuis 2010 et suit une courbe tout à fait semblable à celle des panneaux solaires il y a près d'une décennie. Puisque cette tendance se poursuit et que la demande de stockage s'accroît à mesure que la pression sur les réseaux augmente, nous nous attendons à assister à une multiplication des occasions d'établir des installations de stockage par batteries visées par contrat à nos rendements cibles. Notamment, nous constatons l'existence d'occasions en Europe, où l'on observe une forte pénétration des énergies renouvelables sur le marché, et au Moyen-Orient, où la demande associée aux périodes de pointe devient de plus en plus difficile à satisfaire.

Grâce à l'acquisition de Neoen, nous avons considérablement bonifié nos capacités et notre portefeuille de stockage par batteries et prévoyons quadrupler nos capacités en exploitation dans ce secteur au cours des trois prochaines années, pour les porter à plus de 10 000 mégawatts. Par ailleurs, nous assurons l'avancement d'une occasion, la première du genre, par l'intermédiaire de Neoen, pour établir un système de stockage par batteries d'une puissance supérieure à 1 000 mégawatts en partenariat avec un fonds souverain. Nous devrions achever la première étape du projet en 2027 et la deuxième, en 2028.

Dans l'ensemble, nous contribuons de façon considérable à la transition énergétique, à l'ajout de sources d'électricité aux quatre coins du globe et à la génération d'une valeur exceptionnelle pour notre entreprise tout au long de notre trajectoire.

La demande s'accroît sur nos principaux marchés, ce qui exige l'ajout rapide de nouvelles sources d'énergie renouvelable, une production flexible d'électricité de base à grande échelle et du stockage par batteries en vue d'une fiabilité accrue. À l'aide de partenariats à long terme avec les plus grands acheteurs institutionnels d'électricité du monde et des gouvernements, nous mettons en service plus de nouvelles capacités de production que jamais et sommes en bonne posture pour continuer de répondre à ce besoin grâce à notre plateforme mondiale diversifiée, à notre vaste portefeuille de projets en

développement, à notre expertise opérationnelle et aux capitaux d'envergure dont nous bénéficions pour soutenir le marché mondial de l'énergie.

Nos activités de recyclage de capitaux continuent de prendre de l'ampleur

Au cours du dernier exercice seulement, nous avons vendu des actifs pour un total de 4,5 milliards \$ (montant net de 1,3 milliard \$ pour Énergie Brookfield), ce qui nous a permis de réaliser des rendements supérieurs aux cibles établies. Nous continuons d'observer chez les investisseurs privés une forte demande à l'égard des actifs en exploitation pratiquement sans risque et générateurs de flux de trésorerie tels que ceux que nous exploitons et développons. Ceux-ci dégagent des rendements supérieurs au profil de risque et à la durée comparables à ceux des actifs traditionnels à revenu fixe.

En 2025, nos activités de roulement des capitaux ont été marquées par la vente d'une importante plateforme d'énergie décentralisée en Amérique du Nord que nous avons constituée au moyen de fusions, d'acquisitions et d'activités de croissance interne depuis l'acquisition des premiers actifs en 2017. Nous conserverons près de la moitié des activités et du portefeuille en développement, de sorte à maintenir notre exposition à la croissance de cette plateforme dans l'avenir. Récemment, nous avons également convenu de vendre une participation cumulative de 50 % dans un portefeuille d'actifs hydroélectriques secondaires et dans un portefeuille d'actifs éoliens et solaires en exploitation aux États-Unis, de sorte à cristalliser nos activités de création de valeur et à dégager un produit qui sera réinvesti dans la croissance.

Parmi les autres éléments marquants de notre programme de recyclage de capitaux, citons Neoen : au cours du premier exercice suivant notre prise de possession, dont nous avons vendu, à hauteur de 1 milliard \$, des actifs d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de stockage, ce qui correspond à une augmentation comparativement à une quasi-absence de ventes avant cette période et à nos plans à l'acquisition. Cette réalisation démontre notre capacité à faire la rotation des capitaux de façon rapide et relative.

En prospective, nous prévoyons poursuivre l'expansion de notre programme de recyclage de capitaux d'une manière de plus en plus programmatique et récurrente. Récemment, nous avons convenu de vendre une participation correspondant aux deux tiers d'un important portefeuille de projets d'énergie éolienne et solaire en exploitation récemment construits aux États-Unis, chacun d'entre eux ayant été bâti par l'une ou l'autre de nos plateformes de développement. La vente initiale devrait dégager un produit d'environ 860 millions \$ (montant net d'environ 210 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui générera immédiatement de solides rendements et des capitaux d'envergure que notre entreprise réinvestira dans la croissance. Nous nous affirmons à réaliser des progrès dans la vente de la participation minoritaire restante dans le portefeuille. Sous réserve des conditions de clôture habituelles, la transaction devrait se clôturer au premier semestre de 2026.

De plus, la transaction laisse entrevoir la mise au point d'un cadre visant la vente potentielle d'autres actifs pour un montant maximal de 1,5 milliard \$, qui répondent à certains critères et seront acquis par les mêmes acheteurs. Ce cadre réduira au minimum les risques associés à notre plan d'affaires pour nos plateformes de développement et représente une nouvelle source fiable et permanente pour notre programme de recyclage de capitaux, grâce auquel nous pouvons fixer les profits de nos activités de développement et obtenir une nouvelle source relative de capitaux en vue du financement de la croissance future. À l'heure actuelle, nous assurons l'avancement d'un certain nombre d'initiatives similaires d'envergure significative à l'échelle de notre plateforme mondiale.

Des résultats d'exploitation sous le signe de l'excellence

Nous avons dégagé des fonds provenant des activités de 1 334 millions \$, ou 2,01 \$ par part, soit une hausse de 10 % sur douze mois. Ces résultats solides font foi de l'avantage tiré de la diversification accrue de nos activités, de la croissance des activités de développement, d'acquisitions relatives et du succès de notre programme de recyclage de capitaux. Compte tenu de notre excellent exercice 2025, nous continuons de viser une croissance des fonds provenant des activités par part supérieure à 10 %.

Les fonds provenant des activités de notre secteur hydroélectrique se sont établis à 607 millions \$, une augmentation de 19 % sur douze mois attribuable à une hausse des revenus tirés des initiatives commerciales, à l'augmentation de la production au Canada et en Colombie, et au profit tiré de la vente

d'actifs secondaires que nous avons conclue au cours de l'exercice. Nous continuons d'observer une accélération de la croissance de la demande à l'égard de notre production hydroélectrique, notamment chez les centres de données à très grande échelle, qui concluent avec nous des contrats à long terme à d'excellents prix pour répondre à leurs besoins grandissants d'électricité.

Ensemble, nos secteurs éolien et solaire ont dégagé des fonds provenant des activités de 648 millions \$, en raison de notre parc diversifié en exploitation à l'échelle mondiale, de nos activités de développement, de l'acquisition de Neoen et de Geronimo Power, et de notre participation dans un portefeuille de centrales éoliennes en mer en exploitation visées par contrat au Royaume-Uni. Cette croissance a été contrebalancée par les profits tirés de ventes comptabilisées dans les résultats de l'exercice précédent, notamment de la vente de Saeta et de la cession partielle de Shepherds Flat.

Nos secteurs énergie décentralisée, stockage et solutions durables ont dégagé des fonds provenant des activités de 614 millions \$, une hausse de près de 90 % par rapport à ceux de l'exercice précédent, cette croissance étant attribuable aux activités de développement, à l'acquisition de Neoen, à l'excellent rendement de Westinghouse (qui a bénéficié de l'engouement soutenu à l'égard du secteur de l'énergie nucléaire) et au profit tiré de la vente de notre entreprise de production décentralisée en Amérique du Nord.

État de la situation financière et liquidités

Nous avons clos l'exercice avec des liquidités disponibles totalisant 4,6 milliards \$ et nous avons maintenu notre note de crédit BBB+ de catégorie investissement auprès de trois principales agences de notation, confirmant ainsi la solidité de notre situation financière, qui compte parmi les meilleures de notre secteur.

En octobre, Brookfield Asset Management a terminé la campagne de mobilisation de capitaux de son deuxième fonds de transition énergétique, lui permettant de mobiliser des capitaux records de 20 milliards \$. Cette mobilisation de capitaux sans précédent et nos solides liquidités permettront à Énergie Brookfield de réaliser des investissements significatifs, lorsque l'occasion se présentera, dans un vaste portefeuille de possibilités de croissance d'envergure : l'accès aux capitaux qui nous distingue nous permettra d'investir dans les occasions de grande ampleur les plus attrayantes dans les contextes où la concurrence se fait plus rare.

Au cours de l'exercice, nous sommes parvenus à obtenir des financements de plus de 37 milliards \$, un record pour notre entreprise, en prolongeant les échéances et en optimisant la structure de notre capital. Le dernier trimestre a été marqué par la revue du prix de la tranche B de la facilité de crédit à terme de Westinghouse, ce qui a permis à Westinghouse de réduire sa charge d'intérêts de près de 9 millions \$ par année et qui pourrait l'aider à réaliser d'autres économies si elle parvient à améliorer sa note de crédit à la suite de son récent partenariat avec le gouvernement des États-Unis. En décembre, nous avons également conclu le refinancement de notre portefeuille hydroélectrique de l'État de New York, ce qui nous a permis de prolonger les échéances à l'écart le plus bas que nous ayons jamais atteint au pays. Ce refinancement témoigne de la demande particulièrement forte chez les prêteurs à l'égard de cette catégorie d'actifs et a dégagé un produit d'environ 250 millions \$, portant le produit total issu des financements additionnels à plus de 2,2 milliards \$ pour l'exercice.

Au cours du dernier trimestre également, nous avons mobilisé des capitaux propres par voie de prise ferme d'un montant de 650 millions \$, tout en réalisant un placement privé en parallèle. Après la clôture de l'exercice, nous avons émis, au moment opportun, des billets à 30 ans à 5,2 % d'un montant en capital de 500 millions \$ CA, soit notre écart de taux le plus bas pour un financement de la société mère. Ces placements ont solidifié notre bilan et procurent d'importantes liquidités à l'entreprise, qui sera en mesure de tirer parti des possibilités qui se multiplient, surtout en matière de production essentielle d'électricité de base et de technologies permettant de stabiliser les réseaux électriques, notamment l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire et le stockage d'énergie.

Perspectives

Nous avons entamé l'exercice 2026 en bonne voie de réaliser nos plans de croissance et de générer une valeur significative pour nos investisseurs. Nous demeurons déterminés à dégager un rendement à long terme total de 12 % à 15 % pour les investisseurs grâce à une attribution du capital rigoureuse, ainsi qu'à

tirer parti de nos points forts afin de saisir les occasions uniques qui se présentent à nous pour les technologies les plus intéressantes et dans les régions les plus attrayantes.

Au nom du conseil d'administration et de la direction, nous tenons à remercier tous nos porteurs de parts et nos actionnaires pour leur soutien indéfectible, et nous serons heureux de vous tenir au courant de nos progrès pendant l'exercice.

Cordialement,

Le chef de la direction,

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'CT', with a stylized flourish at the end.

Connor Teskey

Le 30 janvier 2026

NOS FORCES CONCURRENTIELLES

Brookfield Renewable Partners L.P. (collectivement avec ses entités contrôlées, « Énergie Brookfield ») est une société d'envergure mondiale qui détient et exploite des actifs de production d'énergie propre et de solutions durables diversifiés employant de multiples technologies.

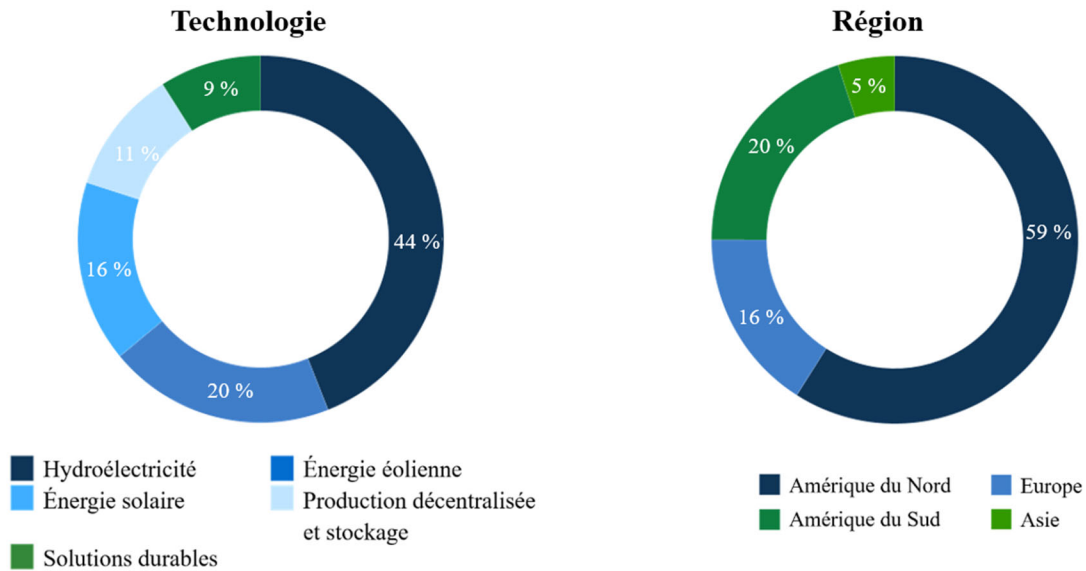
Notre stratégie consiste à mettre à profit notre présence mondiale, nos capitaux d'envergure et notre expérience pour acquérir et mettre en valeur des actifs de production d'énergie propre et de solutions durables de grande qualité en deçà de leur valeur intrinsèque, et à les financer à long terme grâce 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 ou pour mettre ces actifs en service et générer des flux de trésorerie additionnels pour notre Société.

Une des plus importantes sociétés ouvertes du monde axées sur la décarbonation avec des capacités éprouvées en matière de création de valeur. Énergie Brookfield affiche de bons résultats depuis 25 ans à titre d'exploitant, de promoteur et d'investisseur coté en Bourse dans le secteur des énergies renouvelables et d'actifs liés aux solutions durables. Nous détenons aujourd'hui un vaste portefeuille diversifié à l'échelle mondiale reposant sur de multiples technologies. Ces actifs sont soutenus par environ 5 870 employés chevronnés (y compris les employés des sociétés de notre portefeuille consolidé). Énergie Brookfield investit directement dans des actifs, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Nous avons également effectué des investissements au sein de solutions durables se composant d'actifs et d'entreprises, qui favorisent la transition vers la carboneutralité et qui nous permettent de tirer parti de notre accès aux capitaux et de nos partenariats afin d'accélérer la croissance de nos activités, et de catégories d'actifs de transition émergents, qui nous permettront d'être en bonne posture pour effectuer ultérieurement, grâce à nos investissements initiaux, des investissements d'envergure en matière de décarbonation à l'avenir. D'autres possibilités de transformation de l'énergie proviennent aussi de notre portefeuille de solutions durables, qui comprend des investissements dans des sociétés pour réduire les émissions de gaz à effet de serre grâce au déploiement d'énergies renouvelables traditionnelles.

Notre portefeuille d'actifs diversifiés à l'échelle mondiale nous permet de réduire la variabilité des ressources et d'améliorer la constance de nos flux de trésorerie. Notre croissance interne et nos acquisitions sont habituellement réalisées par l'intermédiaire du fonds privé de Brookfield et, par conséquent, les activités au prorata d'Énergie Brookfield continueront à se diversifier, mais demeureront principalement axées sur nos centrales d'hydroélectricité essentielles et de grande qualité.

Notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable est composé de centrales d'hydroélectricité, d'énergie éolienne, d'énergie solaire destinée aux réseaux publics, de production décentralisée et d'autres actifs de stockage en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie-Pacifique, et notre portefeuille d'actifs de production d'énergie est composé d'une puissance installée d'environ 47 200 mégawatts. Nous détenons également un vaste portefeuille de projets en développement à l'échelle mondiale de plus de 200 GW. Notre portefeuille d'actifs de solutions durables comprend notre participation dans Westinghouse (entreprise de premier plan spécialisée dans les services nucléaires à l'échelle mondiale) et un producteur indépendant d'énergie destinée aux réseaux publics qui exerce ses activités dans les Caraïbes et en Amérique latine, ainsi que les deux actifs en exploitation et un portefeuille d'actifs en développement de captage et de stockage de carbone, de production de gaz naturel renouvelable de source agricole et de recyclage de matériaux, et un portefeuille de capacité de production d'électrocarburants.

Les graphiques ci-après présentent les fonds provenant des activités au prorata¹ :



¹⁾ Les chiffres reposent sur les fonds provenant des activités des 12 derniers mois, montant net pour Énergie Brookfield, ajustés pour tenir compte de la production moyenne à long terme et compte non tenu des autres produits.

Actifs d'énergie renouvelable et de solutions durables diversifiés et de grande qualité. Énergie Brookfield détient un portefeuille complémentaire regroupant des centrales hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'énergie solaire destinée aux réseaux publics, de stockage d'énergie et de production décentralisée et d'autres actifs de solutions durables :

- **Hydroélectricité.** À ce jour, l'hydroélectricité représente le plus important secteur de notre portefeuille et demeure une technologie de premier plan qui se démarque en raison de la durée de vie la plus longue, des plus faibles coûts et de la production d'énergie la plus écologique de ses actifs. Les centrales hydroélectriques s'appuient sur des marges de trésorerie élevées et une capacité de stockage qui permet de produire de l'électricité sur demande à toute heure du jour.
- **Énergie éolienne et énergie solaire.** Nos centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire destinée aux réseaux publics offrent une exposition à des secteurs d'énergie renouvelable qui connaissent la plus forte croissance, disposent de marges de trésorerie élevées, n'ont aucun coût de combustible et présentent des fonctionnalités diversifiées et adaptables. L'énergie éolienne et l'énergie solaire sont désormais parmi les formes de production d'électricité les moins coûteuses du monde.
- **Stockage d'énergie et production décentralisée.** Nos centrales de stockage d'énergie fournissent à leur marché local des services essentiels au réseau, notamment la production sur commande, et nos actifs de production décentralisée offrent des solutions énergétiques en aval du compteur indépendantes et sécuritaires.
- **Solutions durables.** Nos actifs de solutions durables, notamment ceux de captage du carbone, notre capacité en gaz naturel renouvelable, notre entreprise spécialisée dans les services nucléaires et notre capacité d'électrocarburants aident les entreprises et certains pays à atteindre leurs objectifs de carboneutralité.

En raison de notre envergure, de la diversité et de la qualité de nos actifs, ainsi que de nos capacités en exploitation et en développement, nous sommes concurrentiels par rapport aux autres entreprises d'énergie renouvelable et de transition. Notre vaste portefeuille et nos capacités distinctives procurent une importante valeur de rareté et de croissance à nos investisseurs.

La meilleure expertise en matière d'exploitation et de développement qui soit. Énergie Brookfield emploie environ 5 870 exploitants chevronnés (y compris les employés des sociétés de notre portefeuille consolidé) autour du globe pour aider à optimiser la performance et maximiser le rendement de tous nos actifs. Notre expérience en matière d'exploitation, de développement et de gestion de centrales de production d'électricité s'étend sur plus de 120 ans. Nous continuons à faire avancer nos activités de développement à mesure que nous mettons en œuvre notre portefeuille de projets d'énergie renouvelable de plus de 200 GW et améliorons les services de décarbonation que nous offrons à nos clients par la mise en œuvre de solutions durables, notamment des possibilités d'investissement dans le recyclage de matériaux, le CSC, le GNR, les électrocarburants, entre autres. Nos capacités d'exploitation et de développement combinées à notre portefeuille de croissance nous distinguent de plus en plus à titre de partenaire de choix pour les acheteurs d'énergie propre et les sociétés à la recherche de solutions de décarbonation, ce qui stimule la croissance de nos activités.

Positionnée pour répondre à la demande croissante d'énergie, accélérer la décarbonation et améliorer la stabilité des réseaux électriques. La demande d'énergie continue d'atteindre de nouveaux sommets, stimulée par les tendances à l'électrification et à la réindustrialisation des dernières décennies et amplifiée par l'IA au cours des dernières années. Aujourd'hui, les énergies renouvelables sont la forme de production d'électricité en vrac la plus abordable dans la plupart des régions et la plus facilement déployable, ce qui en fait les solutions les plus viables pour répondre à la demande d'énergie grandissante. Notre vaste portefeuille diversifié de projets en développement d'envergure mondiale et nos occasions distinctives nous mettent en bonne position pour répondre à cette demande. Outre la demande grandissante en électricité, les énergies renouvelables aident à atténuer les risques liés à la sécurité énergétique tout en permettant aux entreprises et aux gouvernements d'atteindre leurs objectifs de décarbonation. Nous croyons que l'envergure de nos activités et notre capacité mondiale en matière d'exploitation, de développement et d'investissement nous placent en bonne position pour travailler de concert avec les gouvernements et les entreprises afin de les aider à atteindre leurs cibles en matière de transition, tout en améliorant la stabilité des réseaux grâce à la prestation d'énergie renouvelable sécuritaire et à faible coût.

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 et à la souplesse nécessaire au déploiement de capitaux au moment opportun. 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 sur des actifs précis, sans clauses financières restrictives. Environ 90 % de notre dette est cotée comme étant de première qualité ou considérée selon des mesures de première qualité. Notre ratio d'endettement d'entreprise est d'environ 14 %, et environ 90 % de nos emprunts sont sans recours. Les emprunts de la société mère et les emprunts sans recours au prorata ont une durée moyenne pondérée d'environ respectivement 13 ans et 10 ans, et ne comportent aucune échéance importante dans les cinq prochaines années. Environ 96 % de notre financement est effectivement à un taux fixe, et seulement 12 % de notre dette contractée à l'extérieur de l'Amérique du Nord et de l'Europe est exposée à la variation des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2025, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie de plus de 4,6 milliards \$, des placements dans des titres négociables et d'une tranche disponible des facilités de crédit.

Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie et un profil de distribution à long terme attrayant. Nous détenons des leviers de croissance de flux de trésorerie diversifiés, fiables et à faible risque qui nous permettent de maintenir un objectif de croissance des distributions se situant entre 5 % et 9 % par année. Nos activités sont financées par nos flux de trésorerie générés en interne, le recyclage d'actifs et les financements additionnels qui appuient la croissance interne, ainsi que les acquisitions qui contribuent à la croissance des flux de trésorerie. Nos flux de trésorerie d'exploitation ont également des leviers de croissance intégrés, notamment les clauses d'indexation en fonction de l'inflation prévues dans la grande majorité de nos contrats, l'accroissement potentiel des marges grâce à l'augmentation des produits et des initiatives de réduction des coûts.

Stratégie d'investissement rigoureuse et capacités distinctives. Notre échelle mondiale, notre accès aux capitaux et nos capacités reposant sur de multiples technologies nous permettent de déployer des capitaux de façon souple 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, nous appuyant sur l'équipe d'investissement de Brookfield qui regroupe plus de 150 professionnels à l'échelle mondiale se consacrant à la recherche d'acquisitions

relatives et à leur réalisation au moment opportun. 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, nos relations commerciales et celles avec nos fournisseurs, notre relation stratégique avec Brookfield et notre profil de liquidité et de structure du capital.

Approche distincte en matière de développement et de gestion d'actifs. Nous adoptons une approche prudente et distinctive en matière de développement et de gestion d'actifs dans le but d'éliminer ce que nous appelons le « risque de corrélation » avant d'engager des capitaux importants. Pour ce faire, nous cherchons à obtenir du financement et à conclure des ententes avec les clients ainsi que des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction simultanément afin d'avoir une bonne visibilité des flux de trésorerie et de pouvoir fixer nos rendements cibles. Dans la mesure du possible, nous cherchons à obtenir du financement à taux fixe, à conclure des ententes avec les clients indexées sur l'inflation ainsi que des contrats de construction complets afin de réduire l'incertitude au minimum et d'avoir une bonne visibilité en matière de flux de trésorerie.

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

Notre approche en matière de développement durable

À titre d'investisseur, de promoteur, de propriétaire et d'exploitant de l'une des plus importantes plateformes du monde axées sur l'énergie renouvelable et les solutions durables dont les titres sont cotés en Bourse, notre approche en matière de développement durable est essentielle à la façon dont nous exerçons nos activités. Nous sommes d'avis que nos pratiques, nos performances et nos principes rigoureux en matière de développement durable nous permettent de bâtir des activités stables et de générer de la valeur à long terme pour nos parties prenantes. Notre approche et nos pratiques en matière de développement durable sont fondées sur nos critères d'importance relative, sur la participation des parties prenantes ainsi que sur les normes et les cadres externes, et elles sont intégrées à nos activités, au cycle de vie de nos investissements et à nos processus de prise de décisions.

- **Importance relative :** Nous évaluons régulièrement l'importance relative selon une approche à double critère pour définir les pratiques importantes de développement durable comme étant celles qui ont le potentiel de jouer un rôle de premier plan dans notre Société, dans les milieux naturels où nous exerçons nos activités et sur nos parties prenantes, notamment notre personnel et les collectivités où nous sommes présents.
- **Systèmes de gestion :** Nous maintenons un système de gestion environnementale et sociale visant à repérer, à évaluer et à gérer les risques, les incidences et les possibilités en matière de développement durable. Nous exigeons que chaque entreprise en exploitation entretienne un programme de développement durable qui prend en compte les pratiques importantes d'Énergie Brookfield, notamment la protection de l'environnement, les émissions de gaz à effet de serre et la biodiversité, les risques et les possibilités liés au climat, la responsabilité sociale, les droits humains et la durabilité de la chaîne d'approvisionnement.
- **Engagement envers les parties prenantes et les collectivités :** Nous collaborons régulièrement avec nos parties prenantes, notamment les membres de notre personnel, nos partenaires commerciaux, nos investisseurs, nos clients, nos fournisseurs, les Autochtones et les communautés autochtones afin de renforcer la confiance, d'établir des partenariats et de créer une valeur partagée.
- **Gouvernance :** Nous mettons l'accent sur des structures de gouvernance solides servant d'assise à nos activités qui intègrent le développement durable. Nous définissons clairement les obligations de rendre compte et soutenons nos activités d'exploitation dans la gestion des pratiques importantes de développement durable, dans la surveillance de la performance environnementale et sociale de la Société et l'information y afférente, dans le but de favoriser la création de valeur à long terme. Nous nous conformons aux lois applicables dans les pays où nous exerçons nos activités.
- **Intégration et suivi du développement durable :** Les pratiques de développement durable sont intégrées à nos contrôles préalables aux acquisitions, à nos contrôles préalables de la chaîne d'approvisionnement, au développement de projets, à la construction, à l'exploitation et au démantèlement. Nous adaptons les contrôles préalables en matière de développement durable, en nous appuyant sur notre investissement et notre expertise opérationnelle, suivant les indications du Sustainability Accounting Standards Board. Nous visons à déceler de manière proactive les possibilités et les risques en matière de développement durable les plus pertinents à l'égard de nos investissements et adaptons nos contrôles préalables en conséquence. Après avoir fait l'acquisition d'un actif, ou y avoir investi, nous mettons en œuvre un plan d'intégration adapté comportant d'importantes priorités en matière de développement durable. Les équipes de gestion de chaque entité sont responsables de l'intégration des nouveaux investissements et de la gestion des risques et des possibilités en matière de développement durable tout au long du cycle de vie de l'investissement. Nous effectuons le suivi du rendement au moyen d'audits, d'assurance par des tiers, de mécanismes de réclamations et d'évaluations périodiques par la direction. Enfin, dans le cadre de notre procédure de désinvestissement, nous estimons la valeur qui pourrait être créée en fonction de divers facteurs, notamment les pratiques en matière de développement durable.

Nous passons régulièrement en revue nos programmes et les peaufinons en fonction de la réglementation en évolution, des normes du secteur et de la participation des parties prenantes.

□ *environnement*

La croissance des énergies propres est un objectif mondial que se sont fixé de nombreux gouvernements, entreprises et investisseurs. À titre d'investisseur, de promoteur, de propriétaire et d'exploitant d'énergie renouvelable de premier plan, c'est sur plusieurs décennies que nous nous sommes imposés dans ce secteur, et nous continuerons de mettre à profit notre expertise opérationnelle pour soutenir la transition énergétique sur des décennies à venir. Nos actifs d'énergie propre opèrent déjà partout dans le monde pour aider les pays et les entreprises à répondre à leurs besoins énergétiques et pour les soutenir dans leur démarche de décarbonation. Nous continuerons à former des partenariats pour soutenir la transition énergétique.

Notre stratégie est axée sur le soutien de la transition énergétique. Nous y parvenons en exploitant et en développant des actifs d'énergie propre d'envergure, en investissant des capitaux dans des solutions durables d'importance et en favorisant la décarbonation dans les secteurs à forte intensité en carbone. Pour ce faire, nous nous sommes fixé un objectif précis de nouvelle capacité d'énergie propre : développer, à partir de 2022, une nouvelle capacité d'énergie propre de 21 000 MW d'ici 2030, ce qui représenterait le double de la capacité de notre portefeuille d'exploitation, qui serait porté à 42 000 MW. Nous avons atteint cet objectif de façon anticipée en 2025, après avoir développé une nouvelle capacité cumulative d'énergie propre s'élevant à 23 000 MW au cours des quatre dernières années. Se reporter à la rubrique 3.D, « Facteurs de risques – Risques liés à notre stratégie de croissance ».

Bien que notre stratégie globale soit axée sur l'expansion de nos actifs d'énergie renouvelable et de solutions durables, nous sommes conscients qu'il est important de réduire les émissions de nos activités. Nous avons pour objectif d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 ou plus tôt pour les émissions des champs d'application 1 et 2 et des émissions importantes du champ d'application 3, et nous avons fixé les deux cibles suivantes :

- Atteindre, à compter de 2020 et d'ici 2030, la carboneutralité relativement aux émissions de GES, en fonction du marché, des champs d'application 1 et 2 produites par nos activités de production d'électricité. Cette cible repose sur des plans établis pour atténuer les sources importantes d'émissions produites par nos activités (champ d'application 1) par MWh et pour acheter de l'électricité propre à 100 % (champ d'application 2) à nos centrales. En outre, nous continuons à mesurer les émissions du champ d'application 3 et à travailler de concert avec nos fournisseurs afin de définir des initiatives de réduction d'émissions et de les mettre en œuvre.

- Établir des cibles de réduction des émissions et des plans en conformité à l'Accord de Paris pour la totalité des investissements dans des actifs à forte intensité en carbone. Nous cherchons les occasions d'aider les entreprises, surtout dans les secteurs de l'énergie, des services publics et industriels, à mettre en adéquation leurs pratiques et les objectifs de l'Accord de Paris. Nous les assistons dans l'établissement de cibles à moyen et à long terme qui correspondent aux feuilles de route de l'Accord de Paris ainsi que dans l'intégration de ces cibles à leur stratégie, plan d'affaires et processus de gouvernance pour les nouvelles acquisitions.

De plus, nous cherchons à gérer efficacement la dépendance, les incidences, les risques et les possibilités en matière d'environnement en identifiant les risques et en mettant au point des plans de gestion prioritaires où la biodiversité est menacée et l'eau, rare, conformément aux cadres reconnus à l'échelle internationale. Nous nous concentrons aussi sur le renforcement de la circularité de nos centrales, cherchant des occasions de collaboration avec nos fournisseurs pour réacheminer les déchets et le matériel important des sites d'enfouissement en réduisant les matières, en les réutilisant et en les réhabilitant, en les recyclant et en les récupérant auprès des fournisseurs.

Nous soutenons également le marché des produits de financement vert afin d'accélérer la transition énergétique à l'échelle mondiale, tout en réduisant nos coûts d'emprunt. Notre comité de financement vert, qui comprend des représentants de notre équipe des marchés financiers et celle de la trésorerie, gère notre stratégie de financement durable, en collaboration avec l'équipe de développement durable d'Énergie Brookfield. Le chef de la direction des finances de BRP Energy Group L.P., y compris toute autre société affiliée de cette entité qui fournit des services à Énergie Brookfield aux termes d'une convention-cadre de services ou de toute autre convention ou entente de service (collectivement, le « fournisseur de services »), supervise la mise en place de notre stratégie et intègre les questions à cet égard pour en faire rapport au conseil d'administration de Brookfield Renewable Partners Limited, commandité de BEP (le « commandité gestionnaire »).

En 2025, nous avons émis des obligations vertes totalisant environ 10 milliards \$ à l'échelle de l'entreprise et des projets. Notre cadre de financement vert a reçu une cote globale de « vert moyen » de S&P, fournisseur indépendant de deuxième avis, et toutes nos catégories de placements admissibles ont reçu une cote de « vert moyen » ou « vert foncé » selon le système de notation fondé sur les nuances de vert de S&P. Toutes les obligations vertes à l'échelle de nos projets ont obtenu plus de 90 points sur 100 par l'outil d'évaluation de S&P Global Ratings Canada, unité d'affaires de S&P Global Canada Corp. (« S&P »), soit la plus haute note pouvant être attribuée par cet organisme. S&P a souligné que la gérance environnementale, l'engagement envers l'énergie renouvelable et l'utilisation des produits dans la production d'énergie renouvelable d'Énergie Brookfield ont tous contribué à cette note élevée.

Social

Nous cherchons à avoir une incidence positive sur notre personnel et les collectivités au sein desquelles nous exerçons nos activités. Nous soutenons le perfectionnement de nos employés et cherchons à mettre tout en œuvre pour créer un environnement de travail ouvert et inclusif qui assure la réussite de nos équipes. Nous nous efforçons continuellement d'atteindre l'excellence en matière de santé et de sécurité et d'être un chef de file du secteur en ce qui a trait à la gestion des risques et à la prévention des incidents. Notre philosophie de gestion de la santé et de la sécurité met l'accent sur l'importance du leadership, la responsabilité des cadres hiérarchiques, l'approche de système géré ainsi que l'identification et l'élimination des dangers à risque élevé comme pierres angulaires d'un rendement exceptionnel.

Dans toute notre chaîne de valeur, nous avons à cœur d'établir des relations solides avec nos partenaires communautaires. Nous communiquons de façon proactive avec les collectivités où nous sommes présents dans le but de créer une valeur partagée, tout en reconnaissant qu'une relation transparente et étroite avec les parties prenantes locales est essentielle au développement et à l'exploitation de nos centrales. Nous gardons une approche uniforme à l'échelle de nos activités et de nos centrales en exploitation à l'égard de la communication avec les collectivités locales, conformément à nos politiques en matière de développement durable et de droits de la personne. Nous veillons à entretenir la communication avec les collectivités locales et les communautés autochtones où nous sommes présents et à leur apporter notre soutien en cherchant à tenir compte de leurs intérêts et sécurité lors de notre prise de décisions, de notre développement et de nos activités. Lorsque nous envisageons d'investir dans une nouvelle installation ou d'en construire une nouvelle, nous effectuons des évaluations et des contrôles préalables afin de cibler les parties prenantes locales. Nous identifions les collectivités qui pourraient être touchées, ainsi que les propriétaires fonciers, les groupes vulnérables et les communautés autochtones. Nous consultons les parties prenantes locales et travaillons avec elles de façon proactive afin de prendre leurs intérêts en compte dans nos prises de décisions, notre développement et notre exploitation, et mettons au point des plans d'engagement communautaire adaptés à leurs besoins et au contexte.

Nous sommes déterminés à traiter les parties prenantes, y compris les employés, les clients, les fournisseurs et les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités, avec dignité et respect. Nos politiques en matière de droits de la personne et programmes connexes respectent toutes les lois et tous les règlements qui s'appliquent à nos activités, notamment en matière de conditions de travail et d'emploi équitables, et prévoient la prise de mesures au sein de notre entreprise pour améliorer nos contrôles préalables, nos principales modalités contractuelles, nos politiques, nos procédures et notre collaboration en ce qui concerne les droits de la personne et la chaîne d'approvisionnement. Notre engagement à l'égard des droits de la personne est intégré dans nos prises de décisions et nos activités.

Gouvernance

Nous appliquons à l'échelle de notre organisation des normes en matière d'éthique très rigoureuses, dont les principaux éléments sont notre code d'éthique et de conduite professionnelle, notre politique en matière de lutte contre la corruption et le trafic d'influence, un service d'assistance téléphonique d'alerte professionnelle et des contrôles et procédures complémentaires. Afin de veiller à ce que nos entrepreneurs appliquent les meilleures pratiques, nous avons adopté un code de conduite à l'intention des fournisseurs qui nous permet de nous assurer que leurs valeurs, priorités et pratiques d'affaires sont en harmonie avec les nôtres. Les normes établies par ces politiques ont pour objectif de respecter ou d'excéder celles prescrites par les textes légaux ou réglementaires applicables. Nous reconnaissons l'importance de présenter de manière transparente nos programmes de développement durable et les progrès en matière de facteurs ESG réalisés aux parties prenantes, y compris à nos

investisseurs. C'est pourquoi nous publions un rapport sur le développement durable depuis 2020, décrivant comment nous intégrons les pratiques en matière de développement durable dans nos activités, conformément aux recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques.

Le rôle de surveillance des questions en matière de développement durable incombe au conseil d'administration et à l'équipe de direction :

- **Conseil d'administration :** Le conseil d'administration du commandité gestionnaire et ses comités supervisent la réalisation de la stratégie de développement durable, laquelle est axée sur la décarbonation, et examinent notre approche et notre performance en matière de développement durable tout au long de l'exercice. Le conseil d'administration examine également les politiques mondiales liées au développement durable et surveille la performance des activités exercées dans les différentes régions. Le conseil d'administration du commandité gestionnaire reçoit chaque trimestre des mises à jour sur le rendement en matière de développement durable.
- **Équipe de direction :** Le chef de la direction du fournisseur de services est entièrement responsable de la mise en œuvre de la stratégie d'entreprise, y compris la réalisation des programmes en matière de développement durable et l'atteinte des objectifs en découlant. Le chef de la direction du fournisseur de services et l'équipe de direction établissent la vision stratégique et les priorités de notre entreprise et surveillent leur réalisation.
- **Responsables des unités d'exploitation régionales et des sociétés de portefeuille :** Les chefs de la direction de nos unités d'exploitation régionales et de nos sociétés de portefeuille mettent en œuvre les moyens pour atteindre les objectifs locaux au sein de leurs unités et sont responsables de la performance en matière de développement durable et de gérer les risques et les possibilités de développement durable au moyen du cycle de vie des investissements et des activités.
- **Comité directeur en matière de développement durable :** Le comité directeur en matière de développement durable gère le cadre stratégique de développement durable en établissant des objectifs à l'égard des enjeux prioritaires, en communiquant les meilleures pratiques, en effectuant un suivi des progrès réalisés vers nos objectifs et en cherchant des possibilités d'amélioration continue. Le comité est présidé par le chef de la gestion du développement durable et comprend les chefs de la direction et les chefs de l'exploitation des unités d'exploitation régionales, notre directeur de la technologie ainsi que différents experts en matière de développement durable et d'activités d'exploitation au sein de notre entreprise.
- **Comité directeur de SSSE :** Notre comité directeur de santé, sécurité, sûreté et environnement (« SSSE ») gère notre cadre stratégique en matière de SSSE. Le comité établit nos politiques exhaustives en matière de SSSE, soutient notre culture et notre système de gestion axés sur la santé et la sécurité, communique les meilleures pratiques, recherche de nouvelles façons d'améliorer continuellement notre performance en matière de sécurité et surveille la performance visant à atteindre notre objectif zéro incident grave. Présidé par notre chef de la gestion des risques, ce comité comporte également les chefs de la direction et les chefs de l'exploitation des unités d'exploitation régionales, notre directeur de la technologie ainsi que différents experts en matière de SSSE et d'activités d'exploitation au sein de notre entreprise.
- **Examen des investissements :** Le fournisseur de services intègre le développement durable, y compris les facteurs liés au climat, au processus de contrôle préalable des investissements potentiels, y compris l'examen de la documentation sur le développement durable et d'autres informations découlant du contrôle préalable, avant de prendre une décision à l'égard d'un investissement.

Une approche proactive et ciblée qui continue de s'appuyer sur nos normes rigoureuses en matière de développement durable permet de créer de la valeur au sein de notre entreprise. Les initiatives que nous entreprenons et les investissements que nous faisons pour faire croître notre entreprise reposent sur la prise de valeur ainsi que sur l'ensemble de nos principes fondamentaux en matière de développement durable, alors que nous créons une culture et une organisation qui, à notre avis, pourront prospérer dans le monde d'aujourd'hui et de demain. Pour de plus amples renseignements sur les membres de la direction de Brookfield qui pourraient jouer un rôle au sein de notre entreprise, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F.

Rapport de gestion

pour l'exercice clos le 31 décembre 2025

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 a été préparé en date du 27 février 2026. 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 Corporation (« Brookfield Corporation »). Brookfield Corporation et ses filiales, autres qu'Énergie Brookfield et, sauf indication contraire, y compris Brookfield Asset Management Ltd. (« Brookfield Asset Management »), sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion. Le terme « détenteurs de Brookfield » désigne Brookfield, Brookfield Wealth Solutions et leurs parties liées. L'expression « fonds privé géré par BAM » désigne un fonds privé sous la gestion de Brookfield Asset Management et de ses filiales.

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (les « parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, les actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A de BEPC (les « actions échangeables de BEPC ») de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») détenues par le public et par les détenteurs de Brookfield, les actions échangeables sans droit de vote de catégorie A.2 (les « actions échangeables de catégorie A.2 ») de Brookfield Renewable Holdings Corporation (« BRHC ») (auparavant Brookfield Renewable Corporation) détenues 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, des actions échangeables de BEPC et des actions échangeables de catégorie A.2 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, les actions échangeables de BEPC et les actions échangeables de catégorie A.2 sont désignées collectivement les « parts » ou par l'expression « par part », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2 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), et celui de SEDAR+ (www.sedarplus.ca).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants de 2025	1	PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement (suite)	31
PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées	3	Dépenses d'investissement	35
PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires	7	Tableaux consolidés des flux de trésorerie	35
Résumé des états consolidés de la situation financière	7	Actions, billets et parts en circulation	38
Transactions entre parties liées	8	Dividendes et distributions	39
Capitaux propres	13	Obligations contractuelles	39
PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata	15	Informations financières supplémentaires	40
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024	15	Accords hors état de la situation financière	40
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023	20	PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles et annuelles	41
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	25	Sommaire des résultats trimestriels historiques	42
Profil des contrats	29	Résultats au prorata pour les trimestres clos les 31 décembre	43
PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement	31	PARTIE 7 – Risques d'entreprise et gestion des risques	47
Structure du capital	31	Gestion des risques et instruments financiers	47
Liquidités disponibles	32	PARTIE 8 – Estimations critiques et jugement dans l'application des méthodes comptables	63
Emprunts	33	PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	69
		PARTIE 10 – Mise en garde	75

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2025

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

	2025	2024
<u>Informations financières choisies</u>		
Produits	6 407 \$	5 876 \$
Perte nette attribuable aux porteurs de parts ¹	(19)	(464)
Perte de base et diluée par part de société en commandite ²	(0,25)	(0,89)
BAIIA ajusté au prorata ³	2 698	2 408
Fonds provenant des activités ³	1 334	1 217
Fonds provenant des activités par part ^{3, 4}	2,01	1,83
Distribution par part de société en commandite	1,49	1,42
<u>Information sur l'exploitation</u>		
Puissance (MW)	47 203	46 211
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	123 028	94 339
Production réelle	116 010	80 842
Production au prorata (GWh)		
Production réelle	33 157	30 947

- ¹⁾ Comprend une perte de 71 millions \$ attribuable aux capitaux propres des commanditaires, une perte de 44 millions \$ attribuable aux actions échangeables de BEPC et aux actions échangeables de catégorie A.2, une perte de 48 millions \$ attribuable 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 un résultat de 144 millions \$ attribuable à la participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.
- ²⁾ Le nombre moyen de parts de société en commandite pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établi à 287,0 millions (285,5 millions en 2024).
- ³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la « Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et à la « Partie 10 – Mise en garde ».
- ⁴⁾ Le nombre moyen de parts en circulation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établi à 665,1 millions (663,6 millions en 2024) comprenant les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et les actions échangeables de catégorie A.2 ainsi que la participation de commandité.

Situation de trésorerie et sources de financement

	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Liquidités disponibles.....	4 625 \$	4 320 \$
Ratio d'endettement – société mère.....	14 %	15 %
Ratio d'endettement – consolidé	39 %	40 %
Emprunts sans recours en pourcentage du total des emprunts – consolidé	90 %	91 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt fixe au prorata ¹	96 %	95 %
Emprunts de la société mère		
Durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de la dette.....	13 ans	12 ans
Taux d'intérêt moyen pondéré.....	4,6 %	4,5 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de la dette.....	10 ans	11 ans
Taux d'intérêt moyen pondéré	5,9 %	5,4 %

¹⁾ L'exposition totale aux taux variables est de 16 % (13 % en 2024) dont 12 % (8 % en 2024) se rapportent 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 se sont établis à 1 334 millions \$, ou 2,01 \$ par part, soit une augmentation par rapport à ceux de l'exercice précédent soutenue par :

- un meilleur rendement de notre portefeuille hydroélectrique découlant des apports hydrologiques accrus de nos parcs canadiens et colombiens;
- notre croissance intégrée découlant des flux de trésorerie contractuels liés à l'inflation;
- nos activités de croissance, notamment des acquisitions relatives et la prestation de nouveaux projets d'une puissance de 8 GW au cours des douze derniers mois;
- l'apport découlant de l'extension de nos initiatives de recyclage des capitaux, qui permet de cristalliser la valeur et de dégager des capitaux visant à financer la croissance.

Compte tenu de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie et des profits et pertes de change dérivés et autres éléments, ainsi que la réintégration de certains profits sans effet de trésorerie non compris dans les fonds provenant des activités, la perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 19 millions \$, ou 0,25 \$ par part de société en commandite, par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 464 millions \$, ou 0,89 \$ par part de société en commandite à 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.

Grâce à nos investissements, nous sommes toujours un partenaire de choix pour l'approvisionnement en énergie propre :

- En 2025, nous avons fait avancer nos priorités commerciales, notamment en obtenant des contrats à long terme ayant des modalités favorables qui visent une capacité de production de plus de 9 GW dans l'ensemble de notre parc en exploitation;
- Westinghouse a conclu une convention phare avec le gouvernement des États-Unis visant à soutenir la construction de nouveaux réacteurs nucléaires reposant sur la technologie de Westinghouse aux États-Unis;
- Nous avons conclu avec Google le tout premier accord-cadre d'énergie hydroélectrique du genre visant la production d'une capacité maximale de 3 GW aux États-Unis.

Croissance et développement

Au cours de l'exercice, nous avons investi, ou convenu d'investir, avec nos partenaires institutionnels, des capitaux de 8,8 milliards \$ (montant net de plus de 1,9 milliard \$ pour Énergie Brookfield) dans la croissance, diversifiant davantage nos activités et nous positionnant favorablement pour tirer parti de la demande supplémentaire. Nos initiatives de croissance ont été marquées par :

- la privatisation de Neoen, notre plus important investissement à ce jour; l'acquisition de Geronimo Power, plateforme d'envergure aux États-Unis; et l'augmentation de notre participation dans Isagen, société d'hydroélectricité colombienne, qui a été portée à approximativement 37 %;
- la fourniture d'une nouvelle capacité d'énergie renouvelable d'environ 8 GW; nous sommes en voie d'atteindre une cadence de production annuelle d'environ 10 GW d'ici 2027.

Situation de trésorerie et sources de financement

Notre bilan de premier ordre, assorti d'une note de crédit BBB+ de catégorie investissement et d'un accès à différentes sources de financement, continue de nous distinguer sur le marché et de nous positionner pour déployer des capitaux à grande échelle de façon opportune.

- À la fin de l'exercice, nos liquidités disponibles s'élevaient à environ 4,6 milliards \$. Notre modèle de financement diversifié et solide ainsi que notre engagement continu à l'égard de la dette, considérée selon des mesures de première qualité, nous positionnent favorablement pour tirer parti des occasions de déploiement de capitaux à grande échelle.
- Nous avons réalisé des financements de plus de 37 milliards \$ en 2025, un record pour notre entreprise, ce qui nous a permis de prolonger la moyenne des échéances et d'optimiser la structure du capital de notre portefeuille.
- En novembre, nous avons mobilisé des capitaux propres en émettant des titres par voie de prise ferme d'un montant de 650 millions \$, tout en réalisant un placement privé simultané. Après la clôture de l'exercice, nous avons émis, au moment opportun, des billets à 30 ans d'un montant en capital de 500 millions \$ CA à un taux de 5,20 %, soit notre taux le plus bas pour un financement de la société mère.

Avec nos partenaires institutionnels, nous avons clôturé ou conclu, en 2025, des ententes de vente d'actifs, ce qui nous a permis de dégager environ 4,5 milliards \$ (montant net d'environ 1,3 milliard \$ pour Énergie Brookfield), soit environ 2,4 fois notre capital investi et des rendements au-delà de la partie supérieure de notre fourchette cible, tout en générant d'importants capitaux à réinvestir dans une croissance relative, notamment :

- La vente de notre participation majoritaire dans une entreprise de production décentralisée en Amérique du Nord, d'une participation de 50 % dans un portefeuille d'actifs hydroélectriques secondaires aux États-Unis et d'un portefeuille d'actifs solaires et éoliens pratiquement sans risque aux États-Unis;
- Nous avons aussi récemment convenu de vendre un portefeuille d'actifs éoliens et solaires en exploitation aux États-Unis, chacun ayant été développé par l'une de nos plateformes de développement. La vente devrait dégager un produit d'environ 1,3 milliard \$ (montant net d'environ 316 millions \$ pour Énergie Brookfield). Sous réserve des conditions de clôture habituelles, la transaction devrait se clôturer au premier semestre de 2026. Elle comprend aussi un cadre visant la possibilité de vendre d'autres actifs qualifiés aux mêmes acheteurs en contrepartie d'un montant pouvant atteindre 1,5 milliard \$, ce qui créerait une source constante de liquidités pouvant financer notre croissance et cristalliser plus de valeur.

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)

	2025	2024	2023
Produits	6 407 \$	5 876 \$	5 038 \$
Autres produits	1 589	627	671
Coûts d'exploitation directs	(2 903)	(2 580)	(1 933)
Coûts de service de gestion.....	(223)	(204)	(205)
Charge d'intérêts.....	(2 457)	(1 988)	(1 627)
Charge d'amortissement	(2 425)	(2 010)	(1 852)
Divers	(1 214)	(713)	(212)
Recouvrement d'impôt.....	614	191	48
Résultat net	712	(9)	616
	Taux de change moyen pour 1 \$ US		
\$ CA	1,40	1,37	1,35
€.....	0,89	0,92	0,92
R\$.....	5,59	5,39	4,99
COP.....	4 052	4 071	4 328

Analyse des écarts pour l'exercice considéré (2025 par rapport à 2024)

Les produits totalisant 6 407 millions \$ représentent une augmentation de 531 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, la croissance de nos activités, l'indexation sur l'inflation de notre production visée par contrat et l'avantage tiré des excellentes ressources hydrologiques de nos centrales hydroélectriques au Canada et en Colombie ayant été contrebalancés en partie par la baisse des conditions hydrologiques de nos activités aux États-Unis et au Brésil et par l'incidence des ventes d'actifs réalisées dernièrement. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service qui sont incluses dans notre périmètre de consolidation et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 1 073 millions \$ et 14 164 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 451 millions \$ et la réduction de la production de 4 728 GWh. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont diminué de 79 millions \$ puisque l'augmentation des ressources dans nos centrales hydroélectriques au Canada et en Colombie ainsi que l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat de nos actifs au Canada, au Brésil et en Colombie ont été contrebalancées par des apports hydrologiques défavorables dans nos activités aux États-Unis et au Brésil et la baisse des prix au comptant de notre production non visée par contrat en Colombie par suite à des apports hydrologiques accrus à l'échelle du système.

Comparativement à l'exercice précédent, le raffermissement du peso colombien et de l'euro par rapport au dollar américain a été contrebalancé en partie par la dépréciation du réal et du dollar canadien, a entraîné une diminution des produits de 12 millions \$ ainsi qu'une baisse des coûts d'exploitation directs et de la charge d'intérêts de 5 millions \$.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 2 903 millions \$ représentent une augmentation de 323 millions \$ en regard de la période correspondante de l'exercice précédent en raison surtout des coûts supplémentaires entraînés par de récentes acquisitions et mises en service de centrales, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement et la dépréciation du dollar américain susmentionnée.

Les autres produits comprenaient un profit de 408 millions \$ découlant de nos mesures de recyclage des capitaux, notamment la vente d'une participation majoritaire dans une société de production décentralisée aux États-Unis, d'une centrale de stockage par pompage en Europe d'une puissance de 2,2 GW et d'une centrale éolienne en Australie d'une puissance de 315 MW. Les autres produits comprenaient également un profit de 836 millions \$ lié au changement de référentiel comptable par suite du retrait du périmètre de consolidation d'une plateforme d'actifs d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde et du reclassement de notre participation dans Westinghouse à titre d'actif financier.

Les coûts de service de gestion totalisant 223 millions \$ représentent une augmentation de 19 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts de 2 457 millions \$ représente une augmentation de 469 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent en raison d'acquisitions récentes, y compris le coût du financement relais provisoire associé à l'acquisition de Neoen et de Geronimo Power attribuable à nos partenaires institutionnels ainsi que d'initiatives de financement des activités de développement.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 2 425 millions \$, ce qui représente une hausse de 415 millions \$ par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, attribuable à la croissance de nos activités.

Le recouvrement d'impôt différé totalisant 365 millions \$ représente une augmentation de 334 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la simplification de la structure organisationnelle de Neoen qui a entraîné un recouvrement d'impôt différé de 208 millions \$.

Au cours du trimestre, le poste Divers, qui s'est établi à 1 214 millions \$, comprenait des droits de timbre perçus dans certains territoires où Neoen exerce ses activités à l'atteinte des seuils de propriété établis ayant été pris en compte dans notre souscription et la variation de la juste valeur des immobilisations corporelles découlant principalement de la décomptabilisation de crédits d'impôt à l'investissement affectés à l'acquisition d'actifs en développement qui ont été monétisés lors de la mise en service, et un profit connexe comptabilisé au poste Profit de change et sur les instruments financiers ou Recouvrement (charge) d'impôt dans le compte consolidé de résultat.

Le résultat net s'est élevé à 712 millions \$, soit une augmentation de 721 millions \$ par rapport à l'exercice précédent en raison surtout des éléments susmentionnés.

Analyse des écarts pour l'exercice précédent (2024 par rapport à 2023)

Les produits totalisant 5 876 millions \$ représentaient une augmentation de 838 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités, de l'indexation sur l'inflation de notre production visée par contrat et d'une disponibilité des actifs plus forte. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 764 millions \$ et 14 376 GWh, ce qui a été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 80 millions \$ et une réduction de la production de 900 GWh. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 142 millions \$ puisque l'avantage tiré de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat dans nos actifs au Canada, au Brésil et en Colombie et l'augmentation de la production de nos portefeuilles d'énergie éolienne et d'énergie solaire ont été contrebalancés par la baisse des ressources de notre portefeuille hydroélectrique.

Comparativement à l'exercice précédent, le raffermissement du peso colombien par rapport au dollar américain, qui avait été contrebalancé par une certaine dépréciation du réal et du dollar canadien, avait entraîné une hausse des produits de 12 millions \$ en partie contrebalancée par l'effet défavorable de 32 millions \$ sur les coûts d'exploitation directs et la charge d'intérêts.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 2 580 millions \$ représentaient une augmentation de 647 millions \$ en regard de l'exercice précédent en raison surtout des coûts supplémentaires entraînés par les centrales récemment acquises et mises en service et de l'augmentation des achats d'électricité en Colombie, dont le coût est transféré aux consommateurs, ainsi que des fluctuations des taux de change déjà mentionnées, le tout contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement.

Les coûts de service de gestion totalisant 204 millions \$ représentaient une diminution de 1 million \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts de 1 988 millions \$ représentait une augmentation de 361 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison des acquisitions récentes, des initiatives de financement visant à financer les activités de développement et des fluctuations des taux de change déjà mentionnées.

La charge d'amortissement s'était chiffrée à 2 010 millions \$, ce qui représentait une hausse de 158 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, et était attribuable à la croissance de nos activités et au raffermissement du peso colombien par rapport au dollar américain.

La perte nette s'était élevée à 9 millions \$, soit une diminution de 625 millions \$ par rapport au résultat net de l'exercice précédent, principalement en raison des éléments déjà mentionnés et des autres produits liés à des éléments non récurrents qui avaient favorisé l'exercice précédent.

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)	2025	2024
Actifs courants	12 298 \$	8 835 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	4 087	2 740
Immobilisations corporelles à la juste valeur	70 456	73 475
Actifs détenus en vue de la vente	6 142	2 049
Total de l'actif	98 701	94 809
Emprunts de la société mère	3 686	3 802
Emprunts sans recours	31 206	30 588
Passifs d'impôt différé	9 395	8 439
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	4 021	1 036
Total du passif et des capitaux propres	98 701	94 809
	Taux de change pour 1 \$ US	
\$ CA	1,37	1,44
€	0,85	0,97
R\$	5,50	6,19
COP.....	3 757	4 409

Immobilisations corporelles et participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 70,5 milliards \$ au 31 décembre 2025, contre 73,5 milliards \$ au 31 décembre 2024. L'acquisition de Geronimo Power a entraîné une augmentation des immobilisations corporelles de 0,5 milliard \$ et notre investissement continu dans le développement d'actifs de production d'électricité a mené à une augmentation des immobilisations corporelles de 7,6 milliards \$. Notre réévaluation annuelle, qui tient compte de l'avantage tiré des flux de trésorerie pratiquement sans risque associés à nos actifs en développement, de la hausse des prix de l'électricité à l'échelle des marchés d'Amérique du Sud et d'Europe et de la croissance prévue de la demande en énergie renouvelable, a entraîné une augmentation des immobilisations corporelles de 2,0 milliards \$ et le raffermissent de la plupart des devises par rapport au dollar américain a entraîné une augmentation des immobilisations corporelles de 4,0 milliards \$. Ces augmentations ont été plus que contrebalancées par des cessions et des actifs classés comme actifs détenus en vue de la vente qui ont entraîné une diminution de 14,7 milliards \$ et la charge d'amortissement qui a entraîné une diminution des immobilisations corporelles de 2,4 milliards \$.

Les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence s'élevaient à 4,1 milliards \$ au 31 décembre 2025, contre 2,7 milliards \$ au 31 décembre 2024, soit une augmentation de 1,3 milliard \$. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition de Geronimo Power, à la comptabilisation de notre participation restante de 53 % dans une plateforme d'actifs de production décentralisée en développement aux États-Unis et de notre participation restante de 25 % dans un portefeuille éolien aux États-Unis d'une puissance de 845 MW à titre de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence à la suite de cessions partielles, au changement de référentiel comptable d'une plateforme d'actifs de production décentralisée en développement aux États-Unis comptabilisée à titre de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et au raffermissent de la plupart des devises par rapport au dollar américain. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par le changement de référentiel comptable de notre participation dans Westinghouse à titre d'actif financier et par la vente d'une participation de 50 % dans une entreprise multinationale d'actifs de production décentralisée en développement d'une puissance de 200 MW.

Actifs détenus en vue de la vente et passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente

Les actifs détenus en vue de la vente et les passifs rattachés à des actifs détenus en vue de la vente totalisaient respectivement 6,1 milliards \$ et 4,0 milliards \$ au 31 décembre 2025 et comportaient un portefeuille d'actifs solaires en construction en Inde d'une puissance de 633 MW, un portefeuille d'actifs hydroélectriques en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 45 MW, un portefeuille d'actifs solaires en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 833 MW, un portefeuille d'actifs de production décentralisée en Espagne d'une puissance de 200 MW et un portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 2,3 GW.

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 Corporation.

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes d'une unique convention d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme visant ses centrales hydroélectriques de New York. Brookfield maintiendra le prix qu'Énergie Brookfield reçoit pour l'énergie produite par certaines centrales aux États-Unis.

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.

De temps à autre, Énergie Brookfield peut conclure des conventions de vote avec Brookfield, ou y mettre fin, aux termes desquelles conventions Énergie Brookfield obtient le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable ou exerce une influence notable sur celles-ci. Énergie Brookfield a également conclu des conventions de vote avec les membres du consortium à l'égard de ses activités en Colombie et de Neoen. 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 partenaires institutionnels, au Brookfield Americas Infrastructure Fund, au Brookfield Infrastructure Fund II, au Brookfield Infrastructure Fund III, au Brookfield Infrastructure Fund IV, au Brookfield Infrastructure Fund V, au Brookfield Infrastructure Debt Fund, au Brookfield Global Transition Fund I, au Brookfield Global Transition Fund II et au The Catalytic Transition Fund (les « fonds privés »). Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a accès à du financement au moyen des facilités de crédit soutenues par Brookfield.

De temps à autre, afin 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 coinvestisseurs ou effectué en totalité par l'un de ceux-ci.

Brookfield Corporation a consenti une facilité de crédit renouvelable de 400 millions \$ non assortie d'une sûreté, qui vient à échéance en décembre 2030, et les montants empruntés portent intérêt au taux Secured Overnight Financing Rate (le taux « SOFR »), majoré de 1,80 %. Au cours de la période considérée, aucun montant n'a été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée et consentie par Brookfield Corporation.

Brookfield peut, de temps à autre, placer des fonds en dépôt auprès d'Énergie Brookfield qui sont remboursables sur demande, y compris les intérêts courus. Au 31 décembre 2025, aucuns fonds n'avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield (néant en 2024). La charge d'intérêts sur le dépôt et la facilité de crédit renouvelable de Brookfield Corporation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établie à néant (néant en 2024 et néant en 2023).

De temps à autre, Énergie Brookfield peut conclure des accords à court terme avec des fonds privés consolidés par Brookfield permettant à ces entités de déposer des fonds auprès d'Énergie Brookfield à hauteur de 750 millions \$ par dépôt. Les intérêts gagnés ou engagés sur ces dépôts sont assortis d'un taux de financement situé entre celui qui serait par ailleurs payable par Énergie Brookfield dans le cadre de son programme de papier commercial ou de ses facilités de crédit auprès de tiers indépendants et le taux d'intérêt qui serait par ailleurs offert au dépositaire en question dans des transactions similaires sans lien de dépendance auprès de tiers indépendants. Chaque dépôt est assorti d'une échéance d'au plus trois mois, mais le fonds privé consolidé par Brookfield peut toutefois demander un remboursement sur préavis écrit de trois jours ouvrables. Au 31 décembre 2025, des fonds de 268 millions \$ (néant en 2024) avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield à un taux d'intérêt de 4,02 %. Les fonds déposés sont comptabilisés au poste Montants à payer à des parties liées dans l'état consolidé de la situation financière. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la charge d'intérêt versée sur les dépôts s'est chiffrée à moins de 1 million \$ (néant en 2024).

De temps à autre, Énergie Brookfield peut conclure des conventions avec Brookfield et ses filiales afin de transférer des crédits d'impôt obtenus dans le cadre de projets d'énergie renouvelable. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, Énergie Brookfield a transféré à Brookfield et à ses filiales des crédits d'impôt totalisant 19 millions \$ (131 millions \$ en 2024).

Au cours du quatrième trimestre de 2025, une entreprise associée d'Énergie Brookfield a conclu une convention de transfert de crédits d'impôt d'une valeur de 111 millions \$ auprès d'un fonds privé sous la gestion de BAM.

De temps à autre, Brookfield Wealth Solutions et ses entités liées peuvent convenir de fournir du financement à Énergie Brookfield. En outre, Brookfield Wealth Solutions et ses entités liées peuvent aussi participer, avec des tiers indépendants et selon les conditions et les taux du marché, à des mobilisations de capitaux entreprises par Énergie Brookfield qui sont comptabilisées dans les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ainsi que dans les emprunts de la société mère et les emprunts sans recours aux états de la situation financière. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a souscrit des financements donnant droit à des avantages fiscaux totalisant 200 millions \$ au moyen d'une structure d'actions privilégiées auprès de Brookfield Wealth Solutions comptabilisée selon IFRS 9. Au 31 décembre 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, affichait les soldes suivants à rembourser à Brookfield Wealth Solutions : 58 millions \$ au titre d'emprunts sans recours (65 millions \$ au 31 décembre 2024); 7 millions \$ au titre d'emprunts de la société mère (7 millions \$ au 31 décembre 2024); 49 millions \$ au titre de financements donnant droit à des avantages fiscaux classés comme des passifs liés à des instruments financiers (1 million \$ au 31 décembre 2024); 11 millions \$ au titre des capitaux propres des commanditaires privilégiés (10 millions \$ au 31 décembre 2024); et 750 millions \$ au titre d'emprunts classés comme des montants à payer à une partie liée (348 millions \$ au 31 décembre 2024).

Au cours du premier trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un actif solaire destiné aux réseaux publics en Jamaïque détenu par Neoen d'une puissance de 52 MW à une entreprise associée d'Énergie Brookfield, pour un produit d'environ 19 millions \$ (montant net d'environ 2 millions \$ pour Énergie Brookfield). L'actif faisait déjà l'objet d'une convention d'achat et de vente négociée dans des conditions normales de concurrence qui avait été conclue avant qu'Énergie Brookfield n'acquière Neoen et, par conséquent, aucun profit ni aucune perte n'a été comptabilisé à la suite de la transaction.

Au cours du troisième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation minoritaire de 6 % dans une plateforme d'actifs d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde, pour un produit de 45 millions \$ (montant net de 9 millions \$ pour Énergie Brookfield) auprès d'une entreprise associée faisant partie du groupe fondateur du PAPE visant à faciliter la vente des actions par la plateforme. La cession a été comptabilisée à titre de transaction de capitaux propres selon IFRS 10, *États financiers consolidés*, et par conséquent, aucun profit ni aucune perte n'a été comptabilisé à la suite de la transaction. Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a consenti un financement d'un montant d'environ 70 millions \$ (montant net de 14 millions \$ pour Énergie Brookfield) à l'entreprise associée afin de faciliter la vente. Dans le cadre du PAPE, la tranche restante du produit a été affectée à l'acquisition d'actions additionnelles auprès de tiers indépendants, à une valeur équivalente. Après la clôture de l'exercice et à la suite de la réussite du lancement du PAPE, une participation de 3 % a été transférée à un membre du groupe fondateur du PAPE, donnant lieu à un produit nominal, conformément à un accord préexistant.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield a conclu l'acquisition d'une participation supplémentaire de 15 % dans Isagen en contrepartie de 1 milliard \$, auprès de partenaires institutionnels dans un fonds privé consolidé par Brookfield à une valeur équivalente au prix d'acquisition convenu avec un tiers indépendant. Énergie Brookfield a accru sa participation dans l'entreprise, pour la faire passer à environ 37,3 % et continue de la consolider. Dans le cadre de la clôture de cette transaction, Énergie Brookfield a souscrit un financement de 400 millions \$ auprès de Brookfield Wealth Solutions.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 25 % dans un portefeuille d'actifs hydroélectriques en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 403 MW, pour un produit d'environ 230 millions \$ (montant net de 111 millions \$ pour Énergie Brookfield) à un fonds privé sous la gestion de BAM, à une valeur équivalente à celle convenue avec un tiers indépendant.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs de production décentralisée en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 1,5 GW. Une tranche de 53 % a été vendue, pour un produit d'environ 1,1 milliard \$ (montant net de 445 millions \$ pour Énergie Brookfield), déduction faite des coûts de transaction, à un fonds privé sous la gestion de BAM à une valeur équivalente à celle convenue avec le tiers non affilié qui a fait l'acquisition de la tranche restante de 47 %.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu d'investir sa participation de 100 % dans une société de production décentralisée en Espagne d'une puissance de 200 MW, dont la juste valeur est d'environ 116 millions € (136 millions \$), dans une coentreprise de production décentralisée au Royaume-Uni avec une entreprise associée d'Énergie Brookfield, ce qui lui confèrera une participation supplémentaire de 16 %.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, une filiale de Brookfield Corporation a acheté 6 967 670 parts de société en commandite au prix offert des parts de société en commandite de 29,90 \$ (déduction faite des commissions de garantie).

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu de vendre un portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis d'une puissance de 2,3 GW, pour un produit d'environ 1,3 milliard \$ (montant net de 316 millions \$ pour Énergie Brookfield), dont une tranche de 33,3 % a été vendue à un fonds privé sous la gestion de BAM à une valeur équivalente à celle convenue avec le tiers indépendant qui a convenu d'acquérir l'autre participation de 66,6 % dans le portefeuille. La clôture de cette transaction est sous réserve des conditions de clôture habituelles.

De plus, notre société a conclu de nouvelles conventions avec Brookfield et en a modifié ou résilié d'autres qui sont décrites à la note 29, « Transactions entre parties liées », dans nos états financiers consolidés annuels audités. Une description de certaines de nos conventions avec Brookfield est présentée à la rubrique 7.B « Opérations entre apparentés » de notre formulaire 20-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

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)	2025	2024	2023
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	18 \$	— \$	14 \$
Services de développement.....	23	—	—
	41 \$	— \$	14 \$
Autres produits			
Profit sur cession	— \$	23 \$	— \$
Intérêts et autre revenu de placement.....	19	—	—
Produits de distribution.....	—	3	8
	19 \$	26 \$	8 \$
Coûts d'exploitation directs			
Autres services entre parties liées	(22) \$	(12) \$	(5) \$
Charge d'intérêts			
Emprunts	(189) \$	(63) \$	(35) \$
Désactualisation des soldes des contrats.....	(31)	(30)	(26)
	(220) \$	(93) \$	(61) \$
Divers			
Autres services entre parties liées	— \$	5 \$	3 \$
Profit sur les instruments financiers.....	1	3	21
	1 \$	8 \$	24 \$
Coûts de service de gestion.....	(223) \$	(204) \$	(205) \$
Impôt exigible			
Crédits d'impôt à l'investissement.....	19 \$	131 \$	— \$

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	2025	2024
Actifs courants			
Créances clients et autres actifs courants			
Actif sur contrat	Brookfield	74 \$	65 \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield ¹	511	573
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	433	300
		<u>944</u>	<u>873</u>
Actifs détenus en vue de la vente	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	—	125
Actifs liés à des instruments financiers	Brookfield	—	38
Actifs non courants			
Actifs liés à des instruments financiers	Brookfield	71	—
Autres actifs non courants			
Actif sur contrat	Brookfield	209	250
Montants à recevoir de parties liées	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	12	8
Passifs courants			
Passif sur contrat	Brookfield	63	47
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield ²	4 427	4 005
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	2 476	684
	Brookfield Wealth Solutions	123	123
Distributions à verser sur les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité	Brookfield	45	43
		<u>7 071</u>	<u>4 855</u>
Passifs détenus en vue de la vente	Brookfield	9	31
Passifs non courants			
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield	—	13
	Brookfield Wealth Solutions	49	1
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	21	309
	Brookfield Wealth Solutions	627	225
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	45	58
		<u>693</u>	<u>592</u>
Emprunts de la société mère	Brookfield Wealth Solutions	7	7
Emprunts sans recours	Brookfield Wealth Solutions	58	65
Autres passifs non courants			
Passif sur contrat	Brookfield	679	686
Capitaux propres			
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	Brookfield Wealth Solutions	11 \$	10 \$

¹⁾ Comprennent des montants à recevoir de 378 millions \$ (376 millions \$ en 2024) aux termes de la facilité de crédit de Brookfield Global Transition Fund.

²⁾ Comprennent des montants à payer de respectivement 397 millions \$ (32 millions \$ en 2024), 511 millions \$ (87 millions \$ en 2024) et 2 454 millions \$ (3 493 millions \$ en 2024) aux termes des facilités de crédit de Brookfield Infrastructure Fund IV, Brookfield Global Transition Fund I et Brookfield Global Transition Fund II.

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 0,20 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative au 31 décembre 2025 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 équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-delà de ce seuil. Des distributions incitatives de 145 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 (128 millions \$ en 2024).

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 2025, aucune des actions privilégiées de catégorie A émises n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield a déclaré que les distributions trimestrielles fixes sur les actions privilégiées de catégorie A, série 1, d'Actions privilégiées ERB, seront versées à un taux annuel de 5,203 % au cours des cinq prochains exercices à partir du 1^{er} mai 2025. Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield a déclaré que les distributions trimestrielles variables sur les actions privilégiées de catégorie A, série 2, d'Actions privilégiées ERB seront versées à un taux annualisé de 5,27 % au cours des trois mois commençant le 1^{er} mai 2025.

Au cours de l'exercice, 1 619 actions privilégiées de catégorie A, série 1, d'Actions privilégiées ERB ont été converties, à raison de une pour une, en actions privilégiées de catégorie A, série 2, d'Actions privilégiées ERB.

Au cours de l'exercice, 1 524 396 actions privilégiées de catégorie A, série 2, d'Actions privilégiées ERB ont été converties, à raison de une pour une, en actions privilégiées de catégorie A, série 1, d'Actions privilégiées ERB.

En décembre 2025, 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 17 décembre 2026 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, Actions privilégiées ERB est autorisée à racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries d'actions privilégiées de catégorie A. Aucune action privilégiée de catégorie A n'a été rachetée au cours de 2025 ni en 2024 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Billets subordonnés perpétuels

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 engagé des intérêts de 40 millions \$ sur les billets subordonnés perpétuels au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 (37 millions \$ en 2024). Les intérêts engagés sur les billets subordonnés perpétuels sont présentés à titre de distributions dans l'état consolidé des variations des capitaux propres.

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A (les « parts de société en commandite privilégiées ») d'Énergie Brookfield ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs.

En décembre 2025, 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 17 décembre 2026, 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 de société en commandite privilégiées de catégorie A. Aucune part n'a été rachetée en 2025 et en 2024.

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

Le 10 novembre 2025, Énergie Brookfield a émis 15 050 200 parts de société en commandite par voie de prise ferme au prix de 29,90 \$ la part de société en commandite, pour un produit brut de 450 millions \$. Parallèlement, une filiale de Brookfield Corporation a acheté 6 967 670 parts de société en commandite au prix offert des parts de société en commandite (déduction faite de la commission de garantie). Le produit total du placement ainsi que du placement privé simultané s'est élevé à environ 650 millions \$. Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 18 millions \$, y compris la rémunération des preneurs fermes comptabilisée dans les capitaux propres.

Au 31 décembre 2025, les détenteurs de Brookfield détenaient une participation directe et indirecte d'environ 47 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. Les détenteurs de Brookfield détenaient une participation directe et indirecte, soit 320 608 493 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables, actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2 sur une base combinée. La participation restante est détenue par des investisseurs publics.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, Énergie Brookfield a émis 276 638 parts de société en commandite (285 010 parts de société en commandite en 2024) dans le cadre du programme de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de 7 millions \$ (7 millions \$ en 2024).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 36 058 actions échangeables de BEPC (10 675 actions échangeables de BEPC en 2024), contre un nombre équivalent de parts de société en commandite totalisant moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2024).

En décembre 2025, 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 15 296 104 parts de société en commandite et 7 244 255 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 17 décembre 2026, ou plus tôt si Énergie Brookfield venait à terminer ses rachats avant cette date. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, 1 522 975 parts de société en commandite (2 279 654 parts en 2024) ont été rachetées et annulées, pour un coût total de 34 millions \$ (52 millions \$ en 2024). Aucune action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024.

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, « les principaux décideurs opérationnels ») 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 2025 ET 2024

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 d'énergies renouvelables		Production MLT d'énergies renouvelables		Produits		BAIIA ajusté ¹		Fonds provenant des activités ¹	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité										
Amérique du Nord	10 400	10 821	12 155	12 155	1 063 \$	932 \$	659 \$	575 \$	378 \$	300 \$
Brésil.....	3 557	3 809	3 888	4 043	197	208	138	151	121	130
Colombie.....	4 594	2 950	4 377	3 646	347	338	226	176	108	81
	18 551	17 580	20 420	19 844	1 607	1 478	1 023	902	607	511
Énergie éolienne.....	8 406	8 276	9 536	9 604	596	629	481	631	303	484
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	4 759	3 712	5 699	4 365	469	416	494	464	345	349
Énergie décentralisée et stockage.....	1 441	1 379	1 282	1 111	261	227	504	229	453	186
Solutions durables	—	—	—	—	609	496	198	165	161	143
Siège social	—	—	—	—	—	—	(2)	17	(535)	(456)
Total.....	33 157	30 947	36 937	34 924	3 542 \$	3 246 \$	2 698 \$	2 408 \$	1 334 \$	1 217 \$

¹⁾ Mesures non conformes 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)	2025	2024
Produits	1 607 \$	1 478 \$
Autres produits.....	108	44
Coûts d'exploitation directs	(692)	(620)
BAIIA ajusté ¹	1 023	902
Charge d'intérêts.....	(393)	(364)
Impôt exigible	(23)	(27)
Fonds provenant des activités	607 \$	511 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i>	20 420	19 844
<i>Production (GWh) – réelle</i>	18 551	17 580
<i>Produits moyens par MWh²</i>	71	74

¹⁾ Mesures non conformes 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.

²⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de tenir compte de l'incidence des achats d'électricité ainsi que des produits sans production correspondante.

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 ¹		BAIIA ajusté ²		Fonds provenant des activités	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Amérique du Nord								
États-Unis	6 441	7 235	83 \$	83 \$	405 \$	358 \$	241 \$	198 \$
Canada	3 959	3 586	70	67	254	217	137	102
	10 400	10 821	78	78	659	575	378	300
Brésil	3 557	3 809	55	55	138	151	121	130
Colombie	4 594	2 950	69	82	226	176	108	81
Total	18 551	17 580	71 \$	74 \$	1 023 \$	902 \$	607 \$	511 \$

¹⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de tenir compte de l'incidence des achats d'électricité ainsi que des produits sans production correspondante.

²⁾ Mesures non conformes 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.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont établis à 378 millions \$ en 2025, en regard de 300 millions \$ à l'exercice précédent en raison des apports hydrologiques accrus de notre parc canadien et de nos contrats indexés sur l'inflation, qui ont été contrebalancés en partie par la dépréciation du dollar canadien. Nous avons également fait progresser notre stratégie de roulement des capitaux grâce à la vente d'une participation dans un portefeuille d'actifs hydroélectriques aux États-Unis, sécurisant une importante valeur découlant de notre acquisition originale.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont établis à 121 millions \$ en 2025, par rapport à 130 millions \$ pour l'exercice précédent, l'avantage tiré de l'indexation sur l'inflation de notre production visée par contrat ayant été contrebalancé par la baisse des apports hydrologiques et le raffermissement du réal par rapport au dollar américain.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont établis à 108 millions \$ en 2025, contre 81 millions \$ pour l'exercice précédent, grâce à des apports hydrologiques accrus, à l'indexation sur l'inflation de notre production visée par contrat, une diminution de l'impôt payé découlant des actifs en développement récemment acquis et notre participation accrue dans l'entreprise, le tout contrebalancé en partie par la baisse des prix au comptant de notre production non visée par contrat, en raison de la hausse des ressources hydrologiques à l'échelle du réseau, ce qui a entraîné une baisse des produits moyens par MWh de notre portefeuille hydroélectrique à l'échelle mondiale.

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)	2025	2024
Produits	596 \$	629 \$
Autres produits	127	235
Coûts d'exploitation directs	(242)	(233)
BAIIA ajusté ¹	481	631
Charge d'intérêts	(161)	(130)
Impôt exigible	(17)	(17)
Fonds provenant des activités	303 \$	484 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i>	9 536	9 604
<i>Production (GWh) – réelle</i>	8 406	8 276

¹⁾ Mesures non conformes 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.

Les fonds provenant des activités d'énergie éolienne se sont fixés à 303 millions \$ en 2025, par rapport à 484 millions \$ pour l'exercice précédent, l'avantage tiré des centrales récemment acquises et mises en service, y compris notre participation dans Neoen et dans un portefeuille d'éoliennes en mer au Royaume-Uni, ayant été contrebalancé par les profits sur la vente d'actifs en développement qui ont favorisé l'exercice précédent et l'incidence générée par la vente récente d'actifs éoliens aux États-Unis, au Portugal et en Espagne, ce qui a entraîné une baisse des résultats par rapport à l'exercice précédent.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE DESTINÉE AUX RÉSEAUX PUBLICS AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2025	2024
Produits	469 \$	416 \$
Autres produits	173	180
Coûts d'exploitation directs	(148)	(132)
BAIIA ajusté ¹	494	464
Charge d'intérêts	(133)	(114)
Impôt exigible	(16)	(1)
Fonds provenant des activités	345 \$	349 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i>	5 699	4 365
<i>Production (GWh) – réelle</i>	4 759	3 712

¹⁾ Mesures non conformes 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.

Les fonds provenant des activités d'énergie solaire destinée aux réseaux publics se sont fixés à 345 millions \$ en 2025, contre 349 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison de l'avantage tiré des centrales nouvellement acquises et mises en service, y compris notre participation dans Neoen ainsi que dans Geronimo Power, contrebalancé en partie par la vente de nos actifs solaires en Espagne qui ont entraîné une baisse des résultats par rapport à ceux de l'exercice précédent.

ACTIVITÉS DU SECTEUR ÉNERGIE DÉCENTRALISÉE ET STOCKAGE AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur énergie décentralisée et stockage pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2025	2024
Produits.....	261 \$	227 \$
Autres produits	355	88
Coûts d'exploitation directs	(112)	(86)
BAIIA ajusté ¹	504	229
Charge d'intérêts.....	(47)	(38)
Impôt exigible.....	(4)	(5)
Fonds provenant des activités	453 \$	186 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>1 282</i>	<i>1 111</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>1 441</i>	<i>1 379</i>

¹⁾ Mesures non conformes 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.

Les fonds provenant des activités de nos activités de distribution d'énergie et de stockage se sont établis à 453 millions \$ en 2025, contre 186 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison de l'avantage tiré des centrales nouvellement acquises et mises en service, y compris notre participation dans Neoen et dans Geronimo Power et un profit sur la vente d'une participation majoritaire dans une entreprise d'énergie décentralisée en Amérique du Nord.

ACTIVITÉS DU SECTEUR SOLUTIONS DURABLES AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur solutions durables pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2025	2024
Produits.....	609 \$	496 \$
Autres produits	50	66
Coûts d'exploitation directs	(461)	(397)
BAIIA ajusté ¹	198	165
Charge d'intérêts.....	(32)	(22)
Impôt exigible.....	(5)	—
Fonds provenant des activités	161 \$	143 \$

¹⁾ Mesures non conformes 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.

Les fonds provenant des activités liées aux solutions durables se sont établis à 161 millions \$ en 2025 par rapport à 143 millions \$ pour l'exercice précédent en raison des avantages tirés de la croissance et de l'apport de nos services nucléaires à l'échelle mondiale, qui ont été contrebalancés en partie par des recouvrements d'impôts qui ont favorisé l'exercice précédent.

SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS)	2025	2024
Autres produits	39 \$	56 \$
Coûts d'exploitation directs.....	(41)	(39)
BAIIA ajusté ¹	(2)	17
Coûts de service de gestion	(223)	(204)
Charge d'intérêts	(203)	(167)
Distributions ²	(104)	(102)
Impôt exigible	(3)	—
Fonds provenant des activités.....	(535) \$	(456) \$

¹⁾ Mesures non conformes 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.

²⁾ Distributions sur les parts privilégiées, les actions privilégiées de catégorie A et les billets subordonnés perpétuels.

Les fonds provenant des activités se sont établis à 535 millions \$ en raison de la mise en œuvre d'initiatives de financement supplémentaires à l'échelle de la société soutenant la croissance au cours des douze derniers mois et de l'augmentation des coûts de service de gestion découlant de la croissance de nos activités.

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2024 ET 2023

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 d'énergies renouvelables		Production MLT d'énergies renouvelables		Produits		BAIIA ajusté ¹		Fonds provenant des activités ¹	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Hydroélectricité										
Amérique du Nord.....	10 821	11 603	12 155	12 161	932 \$	1 029 \$	575 \$	670 \$	300 \$	402 \$
Brésil.....	3 809	3 974	4 043	4 099	208	240	151	172	130	146
Colombie.....	2 950	3 408	3 646	3 647	338	293	176	175	81	76
	17 580	18 985	19 844	19 907	1 478	1 562	902	1 017	511	624
Énergie éolienne	8 276	6 367	9 604	7 865	629	511	631	493	484	382
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	3 712	2 489	4 365	3 123	416	365	464	372	349	261
Énergie décentralisée et stockage.....	1 379	1 241	1 111	956	227	241	229	180	186	133
Solutions durables	—	—	—	—	496	147	165	61	143	52
Siège social	—	—	—	—	—	—	17	59	(456)	(357)
Total.....	30 947	29 082	34 924	31 851	3 246 \$	2 826 \$	2 408 \$	2 182 \$	1 217 \$	1 095 \$

¹⁾ Mesures non conformes 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)	2024	2023
Produits	1 478 \$	1 562 \$
Autres produits.....	44	33
Coûts d'exploitation directs	(620)	(578)
BAlIA ajusté ¹	902	1 017
Charge d'intérêts.....	(364)	(367)
Impôt exigible	(27)	(26)
Fonds provenant des activités	511 \$	624 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i>	19 844	19 907
<i>Production (GWh) – réelle</i>	17 580	18 985
<i>Produits moyens par MWh</i> ²	74	72

¹⁾ Mesures non conformes 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.

²⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de tenir compte de l'incidence des achats d'électricité ainsi que des produits sans production correspondante.

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 ¹		BAlIA ajusté ²		Fonds provenant des activités	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Amérique du Nord								
États-Unis.....	7 235	7 766	83 \$	84 \$	358 \$	425 \$	198 \$	271 \$
Canada.....	3 586	3 837	67	63	217	245	102	131
	10 821	11 603	78	77	575	670	300	402
Brésil.....	3 809	3 974	55	60	151	172	130	146
Colombie.....	2 950	3 408	82	69	176	175	81	76
Total	17 580	18 985	74 \$	72 \$	902 \$	1 017 \$	511 \$	624 \$

¹⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de tenir compte de l'incidence des achats d'électricité ainsi que des produits sans production correspondante.

²⁾ Mesures non conformes 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.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont établis à 300 millions \$ en 2024, en regard de 402 millions \$ pour l'exercice précédent, l'avantage tiré des initiatives de renégociation et de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat ayant été contrebalancé par la faiblesse des conditions hydrologiques, la diminution des produits moyens par MWh aux États-Unis du fait surtout de la composition des moyens de production ainsi que de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont établis à 130 millions \$ en 2024, par rapport à 146 millions \$ pour l'exercice précédent. En devises constantes, les fonds provenant des activités ont augmenté, l'avantage tiré de l'indexation sur l'inflation de nos contrats ayant été contrebalancé en partie par des conditions hydrologiques moins favorables et des initiatives commerciales qui ont été favorables à l'exercice précédent.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 81 millions \$ en 2024, comparativement à 76 millions \$ pour l'exercice précédent, l'avantage tiré de l'augmentation des produits moyens par MWh découlant des initiatives de renégociation de contrats, de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat et de la hausse des prix de la production non visée par contrat ayant été contrebalancé en partie par une baisse des ressources.

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)	2024	2023
Produits	629 \$	511 \$
Autres produits	235	146
Coûts d'exploitation directs	(233)	(164)
BAIIA ajusté ¹	631	493
Charge d'intérêts	(130)	(105)
Impôt exigible	(17)	(6)
Fonds provenant des activités	484 \$	382 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i>	9 604	7 865
<i>Production (GWh) – réelle</i>	8 276	6 367

¹⁾ Mesures non conformes 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.

Les fonds provenant des activités d'énergie éolienne se sont fixés à 484 millions \$ en 2024, contre 382 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison de l'avantage tiré des centrales récemment acquises et mises en service, d'une augmentation de la production sur une base comparable et des profits sur la vente partielle d'actifs en développement en Amérique du Nord et sur la vente d'un portefeuille de projets en développement en Europe, le tout en partie contrebalancé par les profits sur la vente d'actifs en développement qui ont favorisé l'exercice précédent.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE DESTINÉE AUX RÉSEAUX PUBLICS AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2024	2023
Produits	416 \$	365 \$
Autres produits	180	106
Coûts d'exploitation directs	(132)	(99)
BAIIA ajusté ¹	464	372
Charge d'intérêts	(114)	(110)
Impôt exigible	(1)	(1)
Fonds provenant des activités	349 \$	261 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i>	4 365	3 123
<i>Production (GWh) – réelle</i>	3 712	2 489

¹⁾ Mesures non conformes 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.

Les fonds provenant des activités d'énergie solaire destinée aux réseaux publics se sont établis à 349 millions \$ en 2024, contre 261 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison de l'avantage tiré des centrales récemment acquises et mises en service, d'une augmentation de la production sur une base comparable et des profits sur la vente de certains actifs en développement en Amérique du Nord et sur la vente d'un portefeuille de projets en développement en Europe, le tout en partie contrebalancé par les profits sur la vente d'actifs en développement qui ont favorisé l'exercice précédent.

ACTIVITÉS DU SECTEUR ÉNERGIE DÉCENTRALISÉE ET STOCKAGE AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur énergie décentralisée et stockage pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2024	2023
Produits.....	227 \$	241 \$
Autres produits	88	20
Coûts d'exploitation directs	(86)	(81)
BAIIA ajusté ¹	229	180
Charge d'intérêts.....	(38)	(43)
Impôt exigible.....	(5)	(4)
Fonds provenant des activités	186 \$	133 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>1 111</i>	<i>956</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>1 379</i>	<i>1 241</i>

¹⁾ Mesures non conformes 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.

Les fonds provenant des activités de notre secteur énergie décentralisée et stockage se sont fixés à 186 millions \$ en 2024, comparativement à 133 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison de l'avantage tiré des centrales récemment acquises et mises en service.

ACTIVITÉS DU SECTEUR SOLUTIONS DURABLES AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur solutions durables pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2024	2023
Produits.....	496 \$	147 \$
Autres produits	66	19
Coûts d'exploitation directs	(397)	(105)
BAIIA ajusté ¹	165	61
Charge d'intérêts.....	(22)	(6)
Impôt exigible.....	—	(3)
Fonds provenant des activités	143 \$	52 \$

¹⁾ Mesures non conformes 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.

Les fonds provenant des activités du secteur solutions durables se sont établis à 143 millions \$ en 2024, comparativement à 52 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison de la croissance et de nos activités de développement, notamment notre investissement dans une entreprise mondiale axée sur les services nucléaires.

SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS)	2024	2023
Autres produits	56 \$	88 \$
Coûts d'exploitation directs.....	(39)	(29)
BAIIA ajusté ¹	17	59
Impôt exigible	—	—
Coûts de service de gestion	(204)	(205)
Charge d'intérêts	(167)	(114)
Distributions ²	(102)	(97)
Fonds provenant des activités.....	(456) \$	(357) \$

¹⁾ Mesures non conformes 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.

²⁾ Distributions sur les parts privilégiées, les actions privilégiées de catégorie A et les billets subordonnés perpétuels.

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 2025 :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie						
Résultat net	8 \$	34 \$	178 \$	(92) \$	(283) \$	484 \$	878 \$	(495) \$	712 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :									
Charge d'amortissement.....	399	72	195	878	578	260	43	—	2 425
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	(32)	(7)	1	(213)	(169)	98	1	(44)	(365)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	(41)	(19)	29	(497)	(448)	(245)	(244)	31	(1 434)
Divers ¹	95	3	42	332	554	490	(577)	42	981
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	223	223
Charge d'intérêts.....	376	58	355	694	528	204	4	238	2 457
Charge (recouvrement) d'impôt exigible.....	28	7	41	10	67	(405)	—	3	(249)
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(174)	(10)	(615)	(631)	(333)	(382)	93	—	(2 052)
BAIIA ajusté attribuable aux porteurs de parts	659 \$	138 \$	226 \$	481 \$	494 \$	504 \$	198 \$	(2) \$	2 698 \$

¹⁾ Le poste Divers comprend des montants qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Le poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et autres couvertures, les produits tirés des actifs financiers et des placements structurés dans des solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

²⁾ 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, compte non tenu des montants attribuables aux porteurs de parts. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield.

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 2024 :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie						
Résultat net	59 \$	(9) \$	200 \$	149 \$	(150) \$	62 \$	110 \$	(430) \$	(9) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :									
Charge d'amortissement.....	420	71	145	805	414	144	11	—	2 010
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	(10)	(4)	16	(1)	6	1	4	(43)	(31)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	(105)	(1)	(16)	(201)	(175)	(199)	(177)	(6)	(880)
Divers ¹	(33)	58	(7)	84	384	178	41	94	799
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	204	204
Charge d'intérêts	353	54	361	491	355	159	14	201	1 988
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	2	8	60	(6)	(85)	(136)	—	(3)	(160)
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(111)	(26)	(583)	(690)	(285)	20	162	—	(1 513)
BAIIA ajusté attribuable aux porteurs de parts	575 \$	151 \$	176 \$	631 \$	464 \$	229 \$	165 \$	17 \$	2 408 \$

¹⁾ Le poste Divers comprend des montants qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Le poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et autres couvertures, les produits tirés des actifs financiers et des placements structurés dans des solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

²⁾ 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, compte non tenu des montants attribuables aux porteurs de parts. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield.

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 2023 :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie						
Résultat net	207 \$	28 \$	188 \$	307 \$	209 \$	(90) \$	102 \$	(335) \$	616 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :									
Charge d'amortissement.....	424	101	127	709	348	56	85	2	1 852
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	(69)	3	5	20	(43)	(37)	(22)	(33)	(176)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	(153)	(2)	(7)	(239)	(17)	(5)	(89)	10	(502)
Divers ¹	19	12	8	(111)	(171)	111	3	23	(106)
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	205	205
Charge d'intérêts	333	48	364	297	282	59	94	150	1 627
Charge d'impôt exigible.....	1	8	76	20	13	—	—	10	128
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(92)	(26)	(586)	(510)	(249)	86	(112)	27	(1 462)
BAIIA ajusté attribuable aux porteurs de parts	670 \$	172 \$	175 \$	493 \$	372 \$	180 \$	61 \$	59 \$	2 182 \$

¹⁾ Le poste Divers comprend des montants qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Le poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et autres couvertures, les produits tirés des actifs financiers et des placements structurés dans des solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

²⁾ 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, compte non tenu des montants attribuables aux porteurs de parts. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield.

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 avec les fonds provenant des activités pour les exercices indiqués :

(EN MILLIONS)	2025	2024	2023
Résultat net	712 \$	(9) \$	616 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :			
Charge d'amortissement.....	2 425	2 010	1 852
Profit de change et sur les instruments financiers.....	(1 434)	(880)	(502)
Recouvrement d'impôt différé	(365)	(31)	(176)
Divers ¹	981	799	(106)
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(985)	(672)	(589)
Fonds provenant des activités	1 334 \$	1 217 \$	1 095 \$

¹⁾ Le poste Divers comprend des montants qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Le poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession et la quote-part de la Société dans les couvertures de change et autres couvertures, les produits tirés des actifs financiers et des placements structurés dans des solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond aux fonds provenant des activités 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, compte non tenu des montants attribuables aux porteurs de parts. En ajustant les fonds provenant des activités attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield.

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 :

	2025	2024	2023
Résultat net par part de société en commandite ¹	(0,25) \$	(0,89) \$	(0,32) \$
Charge d'amortissement	1,72	1,55	1,55
Profit de change et sur les instruments financiers	(0,13)	(0,41)	(0,21)
Recouvrement d'impôt différé	(0,29)	(0,09)	(0,19)
Divers ²	0,96	1,67	0,84
Fonds provenant des activités par part ³	2,01 \$	1,83 \$	1,67 \$

¹⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'est élevé à 287,0 millions (285,5 millions en 2024 et 282,4 millions en 2023).

²⁾ Le poste Divers comprend des montants qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Le poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et autres couvertures, les produits tirés des actifs financiers et des placements structurés dans des solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

³⁾ Le nombre moyen de parts en circulation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établi à 665,1 millions (663,6 millions en 2024 et 657,1 millions en 2023) et comprenait la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC et les actions échangeables de catégorie A.2.

PROFIL DES CONTRATS

En règle générale, nous exploitons nos activités d'énergie en concluant des contrats pour disposer d'un fort degré de 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 augmenteront en raison de l'électrification de l'économie mondiale, notamment dans les secteurs industriels et du transport, et du recours accru au numérique. Nous estimons par ailleurs que la demande d'énergie propre s'accroîtra, en raison du fait que la production à partir de sources renouvelables qui est la forme la moins chère de production d'électricité, d'une plus grande prise de conscience en matière de changements climatiques et d'exigences imposées par la législation de certaines régions afin de moins dépendre de l'énergie produite à partir de combustibles fossiles.

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. Par conséquent, nous nous attendons à obtenir des prix plus élevés lorsque nous renégocierons à moyen terme.

Le tableau suivant présente les contrats d'énergie que nous avons conclus pour les cinq prochains exercices relativement à la production en Amérique du Nord, au Brésil, en Europe et dans certains autres pays, selon une moyenne à long terme et au prorata. Le tableau ne tient pas compte de nos actifs hydroélectriques au Brésil et nos portefeuilles en 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 85 % et 75 % 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 d'énergie s'élève à 13 ans (au prorata).

(En GWh, sauf indication contraire)	2026	2027	2028	2029	2030
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ¹	6 829	6 924	6 440	6 483	6 429
Canada	4 060	4 097	4 097	4 049	4 049
Énergie éolienne.....	10 889	11 021	10 537	10 532	10 478
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	8 533	7 952	7 728	7 409	7 257
Énergie décentralisée et stockage	5 270	5 357	5 319	5 280	5 247
Énergie décentralisée et stockage	442	440	438	434	431
Solutions durables	58	58	56	46	30
Production visée par contrat au prorata	25 192	24 828	24 078	23 701	23 443
Production non visée par contrat au prorata	2 623	2 987	3 737	4 114	4 372
Production moyenne à long terme au prorata	27 815	27 815	27 815	27 815	27 815
Participations ne donnant pas le contrôle	73 238	73 238	73 238	73 238	73 238
Production moyenne à long terme totale	101 053	101 053	101 053	101 053	101 053
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata.....	91 %	89 %	87 %	85 %	84 %
Prix par MWh – production totale au prorata.....	74 \$	75 \$	77 \$	78 \$	79 \$

¹⁾ Comprend la production de 1 326 GWh pour 2026 et 627 GWh pour 2027, garantie par des contrats financiers.

Le tableau reflète le prix moyen actuel de la production visée par contrat pour l'ensemble de nos placements. Le prix contractuel moyen pondéré a légèrement diminué depuis le troisième trimestre de 2025 en raison de la vente de notre société de production décentralisée aux États-Unis au cours du quatrième trimestre de 2025.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata des contrats d'énergie s'élève à 13 ans en Amérique du Nord, à 17 ans en Europe, à 9 ans au Brésil, à 5 ans en Colombie et à 15 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 de réglementation de l'électricité (33 %), sociétés de distribution (24 %), utilisateurs commerciaux et industriels (32 %) et Brookfield (11 %).

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 sur des actifs précis, sans clauses financières restrictives portant sur le maintien. La grande majorité de notre dette est de qualité investissement, ou a atteint les seuils de la catégorie investissement, et est à environ 90 % sans recours.

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Siège social		Données consolidées	
	2025	2024	2025	2024
Facilité de crédit de la société mère ¹	— \$	240 \$	— \$	240 \$
Papier commercial ¹	194	431	194	431
Dette				
Billets à moyen terme ²	3 187	3 008	3 187	3 008
Billets hybrides ²	328	139	328	139
Emprunts sans recours ³	—	—	31 555	30 904
	3 515	3 147	35 070	34 051
Passifs d'impôt différé, montant net ⁴	—	—	8 902	8 109
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	—	—	24 164	26 168
Actions privilégiées	563	537	563	537
Billets subordonnés perpétuels	737	737	737	737
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	634	634	634	634
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	8 876	8 380	8 876	8 380
Total de la structure du capital	14 325 \$	13 435 \$	78 946 \$	78 616 \$
Ratio d'endettement ¹	25 %	23 %	44 %	43 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) ⁵	14 %	15 %	39 %	40 %

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

²⁾ Les billets à moyen terme et les billets hybrides ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 23 millions \$ (16 millions \$ en 2024), déduction faite des primes non amorties.

³⁾ Les emprunts consolidés sans recours comprennent un montant de 1 569 millions \$ (1 494 millions \$ en 2024) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais contractée auprès d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 168 millions \$ (171 millions \$ en 2024) et des primes et des escomptes non amortis de 181 millions \$ (145 millions \$ en 2024).

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

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

LIQUIDITÉS DISPONIBLES

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

(EN MILLIONS)	2025	2024
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	963 \$	770 \$
Placements dans des titres négociables	159	201
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées.....	2 450	2 450
Emprunts effectués sur les facilités de crédit.....	—	(240)
Facilité de lettres de crédit autorisée	450	500
Lettres de crédit émises	(414)	(335)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	2 486	2 375
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata.....	1 017	974
Liquidités disponibles	4 625 \$	4 320 \$

Nous disposons des liquidités nécessaires qui nous permettent de financer nos initiatives de croissance, nos dépenses d'investissement, nos distributions et les autres dépenses ainsi que de résister aux changements néfastes soudains de la conjoncture économique ou aux fluctuations à court terme sur le plan 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)	2025			2024		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%) ¹	Durée (en années)	Total ¹	Taux d'intérêt (%) ¹	Durée (en années)	Total ¹
Emprunts de la société mère						
Facilités de crédit	s. o.	5	— \$	5,6	5	240 \$
Papier commercial.....	4,3	<1	194	5,0	<1	431
Billets à moyen terme.....	4,5	12	3 187	4,4	12	3 008
Billets hybrides	5,4	30	328	5,5	30	139
Emprunts sans recours au prorata ²						
Hydroélectricité.....	6,6	10	6 478	6,0	11	4 887
Énergie éolienne.....	4,8	9	2 772	4,7	10	2 144
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	5,3	11	2 993	5,2	12	2 431
Énergie décentralisée et stockage.....	5,8	7	425	4,3	7	870
Solutions durables	5,7	5	404	6,3	6	399
	5,9	10	13 072	5,4	11	10 731
			16 781 \$			14 549 \$
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties.....			(85)			(114)
			16 696			14 435
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.....			(1 507)			(1 438)
Participations ne donnant pas le contrôle et autres ³			19 703			21 393
Selon les états financiers IFRS.....			34 892 \$			34 390 \$

¹⁾ Comprend la quote-part des obligations en matière de trésorerie et du rendement en trésorerie lié aux financements donnant droit à des avantages fiscaux.

²⁾ Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour de plus amples renseignements sur la dette au prorata.

³⁾ Comprennent les financements donnant droit à des avantages fiscaux.

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 2025 :

(EN MILLIONS)	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts¹							
Billets à moyen terme ²	— \$	364 \$	— \$	346 \$	346 \$	2 131 \$	3 187 \$
Billets hybrides ²	—	—	—	—	—	328	328
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	420	410	179	697	971	1 532	4 209
Énergie éolienne	82	38	191	361	210	34	916
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	115	41	182	325	166	124	953
Énergie décentralisée et stockage....	5	11	93	54	100	80	343
Solutions durables.....	—	—	—	—	332	4	336
	622	500	645	1 437	1 779	1 774	6 757
Remboursements de capital des emprunts amortissables							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	191	189	245	169	228	1 247	2 269
Énergie éolienne	151	173	168	176	180	1 008	1 856
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	154	167	179	167	176	1 197	2 040
Énergie décentralisée et stockage....	8	4	5	10	4	51	82
Solutions durables.....	9	8	20	7	7	17	68
	513	541	617	529	595	3 520	6 315
Total.....	1 135 \$	1 405 \$	1 262 \$	2 312 \$	2 720 \$	7 753 \$	16 587 \$
Intérêts à payer^{1, 2, 3}							
Billets à moyen terme	143 \$	136 \$	130 \$	123 \$	109 \$	1 076 \$	1 717 \$
Billets hybrides	18	18	18	18	18	440	530
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité.....	430	388	335	323	262	1 523	3 261
Énergie éolienne.....	134	125	112	93	65	347	876
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	131	125	116	112	91	737	1 312
Énergie décentralisée et stockage...	21	20	18	14	10	36	119
Solutions durables	24	24	23	21	20	4	116
	740	682	604	563	448	2 647	5 684
Total.....	901 \$	836 \$	752 \$	704 \$	575 \$	4 163 \$	7 931 \$

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

²⁾ Les billets à moyen terme et les billets hybrides ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 23 millions \$ (16 millions \$ en 2024), déduction faite des primes non amorties.

³⁾ Correspondent au total des intérêts qui devraient être versés sur toute la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon des 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 2030 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 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 et le financement additionnel, en plus de mobiliser des fonds sur les marchés boursiers au moyen d'émissions de titres de capitaux propres, de titres de créance et d'actions privilégiées. En outre, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 2,45 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 et ont toujours plutôt servi et devraient continuer à servir de crédit-relais en attendant le montage d'une stratégie de financement à long terme.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	2025	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation, 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	1 572 \$	1 562 \$	1 390 \$
Variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées.....	250	44	7
Variation nette des soldes du fonds de roulement	(675)	(332)	468
Activités d'exploitation.....	1 147	1 274	1 865
Activités de financement.....	6 418	7 649	2 596
Activités d'investissement	(8 647)	(6 800)	(4 356)
Profit (perte) de change sur la trésorerie.....	121	(95)	38
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(961) \$	2 028 \$	143 \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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 1 572 millions \$, comparativement à 1 562 millions \$ en 2024 et à 1 390 millions \$ en 2023, ce qui traduit le rendement d'exploitation solide de notre entreprise au cours de ces périodes.

Activités de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont établis à 6 418 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. Comme nous l'expliquons ci-après, notre solide situation financière et notre accès à diverses sources de capital nous ont permis de financer la croissance et de dégager, pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, un produit net de 10 491 millions \$, tiré des emprunts de la société mère et des emprunts sans recours, d'entrées de trésorerie nettes provenant de parties liées et d'apports en capital net des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net, notamment l'émission de billets à moyen terme totalisant 450 millions \$ CA (307 millions \$), l'émission de billets hybrides totalisant 250 millions \$ CA (184 millions \$), un financement par capitaux propres totalisant 632 millions \$, déduction faite des coûts de transaction, réalisés par voie de prise ferme et par un placement privé simultané visant des parts de société en commandite, le tout contrebalancé en partie par le remboursement de billets à moyen terme totalisant 400 millions \$ CA (291 millions \$) avant

l'échéance, des achats effectués sur le marché libre, l'offre publique d'achat en trésorerie obligatoire visant les obligations convertibles de Neoen et l'acquisition d'une participation supplémentaire de 15 % dans Isagen. Les financements sans recours comprennent plusieurs financements additionnels au sein de notre parc hydroélectrique découlant des contrats à modalités favorables à long terme passés, ce qui nous a permis de dégager des liquidités supplémentaires pour financer une croissance de première qualité.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont établis à 7 649 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Comme nous l'expliquons ci-après, la solidité de notre bilan et l'accès à diverses sources de capital nous ont permis de financer notre croissance et de dégager, pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, un produit net de 9 885 millions \$ provenant de financements de la société mère, de financements sans recours, de financements auprès de parties liées et d'apports en capital net des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net, notamment l'émission de billets à moyen terme totalisant 800 millions \$ CA (587 millions \$), l'émission de billets subordonnés perpétuels verts d'une valeur de 150 millions \$ et l'émission de billets hybrides subordonnés à un taux révisable fixe-fixe totalisant 200 millions \$ CA (139 millions \$).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023, les distributions versées aux porteurs de parts, y compris les distributions incitatives aux commandités, se sont établies à respectivement 1 140 millions \$, 1 061 millions \$ et 990 millions \$. À partir du premier trimestre de 2025, nous avons porté nos distributions à 1,492 \$ par part de société en commandite en 2025 (1,420 \$ en 2024 et 1,350 \$ en 2023), soit une hausse de 5,2 % par part de société en commandite par rapport à l'exercice précédent. 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 2 933 millions \$, 993 millions \$ et 967 millions \$ pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se sont établis à 8 647 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons investi dans l'acquisition de sociétés à hauteur de 4 855 millions \$, déduction faite de leur trésorerie et de leurs équivalents de trésorerie, y compris la conclusion de l'acquisition de Neoen au moyen de la réalisation d'achats sur le marché libre et de l'offre publique d'achat en trésorerie obligatoire d'une participation supplémentaire de 47 %, l'acquisition de Geronimo Power, et l'injection de capitaux supplémentaires dans nos investissements structurés et dans nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Notre investissement continu dans la construction et le développement de projets d'énergie éolienne, d'énergie solaire, de production décentralisée et de stockage à l'échelle mondiale a totalisé 6 587 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, notre programme de recyclage de capitaux a dégagé un produit tiré de la vente d'actifs s'élevant à 3 163 millions \$, y compris la vente d'un portefeuille d'actifs éoliens et solaires en Inde d'une puissance de 1 004 MW, la vente d'une centrale de stockage par pompage en Europe d'une puissance de 2,2 GW, la vente d'une participation de 25 % dans un portefeuille d'actifs éoliens aux États-Unis d'une puissance de 845 MW, la vente d'un portefeuille de projets d'énergie éolienne, d'énergie solaire et de stockage par batteries en exploitation et en construction en Australie d'une puissance de 650 MW, la vente d'un portefeuille de projets d'énergie éolienne en Australie d'une puissance de 315 MW, la vente d'un portefeuille d'actifs éoliens et solaires en France d'une puissance de 760 MW, la vente d'une participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs de production décentralisée en exploitation d'une puissance de 1,5 GW et d'une participation de 47 % dans une plateforme de production décentralisée en développement d'une puissance de 2,3 GW aux États-Unis, et la vente de certains titres financiers.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 se sont établis à 6 800 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons investi dans l'acquisition de sociétés à hauteur de 2 940 millions \$, déduction faite de leur trésorerie et de leurs équivalents de trésorerie, notamment dans l'acquisition d'une participation donnant le contrôle de 53 % dans Neoen, une participation donnant le contrôle de 74 % dans une entreprise d'énergie éolienne renouvelable commerciale et industrielle de premier plan en Inde et une plateforme d'énergie renouvelable entièrement intégrée axée sur la production décentralisée en Corée du Sud. Nous avons également investi un montant de 1 368 millions \$ dans nos placements structurés dans des solutions durables et dans des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, y compris dans l'acquisition d'une participation de 12 % dans un portefeuille d'actifs éoliens en mer au Royaume-Uni d'une puissance d'environ 3,5 GW, une participation de 49 % dans une coentreprise tripartite détenant un portefeuille éolien d'une puissance de 600 MW, ainsi qu'une participation de 67 % dans un fabricant d'électrocarburants aux États-Unis ayant la capacité de produire 500 barils par jour. Notre investissement continu s'est élevé à 3 733 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et comprenait la construction et la mise en place de projets d'énergie éolienne, d'énergie solaire, de production décentralisée et de stockage en développement à l'échelle mondiale, notamment aux États-Unis, au Brésil et en Inde. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, nos mesures de recyclage de capitaux ont dégagé un produit de 1 275 millions \$ tiré de la vente d'actifs, notamment un portefeuille d'actifs solaires d'une puissance de 63 MW, d'actifs éoliens d'une puissance de 682 MW et de projets en développement d'une puissance de 1,6 GW en Espagne et au Portugal, une participation de 50 % dans un portefeuille d'actifs éoliens d'une puissance de 67 MW au Royaume-Uni, un portefeuille d'actifs hydroélectriques d'une puissance de 90 MW et de centrales alimentées à la biomasse d'une puissance de 85 MW au Brésil, et un portefeuille d'actifs hydroélectrique d'une puissance de 30 MW aux États-Unis.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se sont établis à 4 356 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons investi dans notre croissance à hauteur de 2 160 millions \$, notamment dans l'acquisition de Westinghouse, grâce à un partenariat stratégique; dans l'acquisition d'une participation supplémentaire de 4 % dans X-Elio, société se spécialisant dans le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis qui dispose d'actifs en exploitation et en construction de 5 900 MW et d'un portefeuille de développement de 6 100 MW; dans l'acquisition d'une société se spécialisant dans le développement de projets d'énergie renouvelable au Royaume-Uni détenant des actifs éoliens sur terre de 260 MW, un portefeuille de projets de développement à très court terme de 800 MW et un portefeuille d'autres projets à un stade avancé de 3 GW; et dans des placements dans des plateformes d'énergie renouvelable en Inde, dotées d'actifs en exploitation et en développement de 4 500 MW, des portefeuilles d'actifs éoliens en exploitation au Brésil de 136 MW et de 60 MW, une plateforme de production décentralisée détenant un portefeuille de projets en développement au Brésil d'environ 730 MW et un projet de développement d'énergie solaire en Chine de 200 MW. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles, y compris les projets de développement d'énergie éolienne, solaire et décentralisée de 675 MW aux États-Unis, les projets de développement d'énergie éolienne de 248 MW au Brésil et de 281 MW en Chine, les actifs solaires en développement de 268 MW en Inde et les actifs en développement d'énergie solaire de 60 MW en Colombie, a totalisé 2 809 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, contrebalancé partiellement par un produit de 648 millions \$ dégagé de la vente d'actifs éoliens et solaires secondaires et de titres pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

ACTIONS, BILLETS ET PARTS EN CIRCULATION

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

	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Actions privilégiées de catégorie A¹	31 035 967	31 035 967
Billets subordonnés perpétuels		
Solde au début de l'exercice	30 400 000	24 400 000
Émissions.....	—	6 000 000
Solde à la fin de l'exercice	30 400 000	30 400 000
Parts privilégiées²		
Solde au début de l'exercice	31 000 000	38 000 000
Rachat de parts de société en commandite privilégiées	—	(7 000 000)
Solde à la fin de l'exercice	31 000 000	31 000 000
Participation de commandité	3 977 260	3 977 260
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	194 487 939	194 487 939
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2³		
Solde au début de l'exercice	179 640 851	179 651 526
Échangées contre des parts de société en commandite de BEP.....	(36 058)	(10 675)
Solde à la fin de l'exercice	179 604 793	179 640 851
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	285 180 371	287 164 340
Émissions	22 017 870	—
Rachat de parts de société en commandite pour annulation.....	(1 522 975)	(2 279 654)
Régime de réinvestissement des distributions	276 638	285 010
Émises contre des actions échangeables de BEPC	36 058	10 675
Solde à la fin de l'exercice	305 987 962	285 180 371
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral⁴..	680 080 694	659 309 161

¹⁾ Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en série comme suit : 8 372 310 actions privilégiées de catégorie A, série 1 sont en circulation (6 849 533 actions en 2024); 1 587 754 actions privilégiées de catégorie A, série 2 sont en circulation (3 110 531 actions en 2024); 9 961 399 actions privilégiées de catégorie A, série 3 sont en circulation (9 961 399 actions en 2024); 4 114 504 actions privilégiées de catégorie A, série 5 sont en circulation (4 111 504 actions en 2024); et 7 000 000 d'actions privilégiées de catégorie A, série 6 sont en circulation (7 000 000 d'actions en 2024).

²⁾ Les parts privilégiées sont divisées en séries et certaines de ces séries permettent la conversion de leurs parts, à raison de une pour une, au gré du porteur comme suit : 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 13 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 14 à partir du 30 avril 2028); 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 sont en circulation et 6 000 000 de parts privilégiées de série 18 sont en circulation.

³⁾ Comprennent 144 885 110 actions échangeables de BEPC (144 921 168 au 31 décembre 2024) et 34 719 683 actions échangeables de catégorie A.2 (34 719 683 au 31 décembre 2024).

⁴⁾ Les montants échangés intégralement supposent l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables de BEPC et des actions échangeables de catégorie A.2 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		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Actions privilégiées de catégorie A	30 \$	28 \$	27 \$	25 \$	28 \$	27 \$
Billets subordonnés perpétuels	40	37	29	40	37	29
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A ...	34	37	41	32	37	41
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	2 314	891	1 428	2 836	891	870
Participation de commandité et distributions incitatives	151	134	116	151	134	116
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	293	277	265	292	276	263
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2.....	269	256	241	270	256	241
Parts de société en commandite.....	434	406	383	427	395	370

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 2020	0,06 \$	5 %	1,160 \$	Mars 2020
Février 2021	0,06 \$	5 %	1,215 \$	Mars 2021
Février 2022	0,06 \$	5 %	1,280 \$	Mars 2022
Février 2023	0,07 \$	5 %	1,350 \$	Mars 2023
Février 2024	0,07 \$	5 %	1,420 \$	Mars 2024
Janvier 2025	0,07 \$	5 %	1,492 \$	Mars 2025
Janvier 2026	0,08 \$	5 %	1,568 \$	Mars 2026

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
- *Éventualités* – Actions en justice, arbitrages et poursuites dans le cours normal des activités et émission de lettres de crédit
- *Garanties* – Nature de toutes les promesses d'indemnisation faites à l'égard de tiers dans le cadre de certaines transactions ou de toutes les garanties données à cet égard

INFORMATIONS FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

En avril 2021, en décembre 2021 et en mars 2024, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'une valeur respective de 350 millions \$, 260 millions \$ et 150 millions \$ aux taux fixes de respectivement 4,625 %, 4,875 % et 7,250 %.

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 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)	2025	2024	2023
Produits ¹	— \$	— \$	— \$
Profit brut.....	—	—	—
Produits des dividendes reçus des filiales non garantes	988	746	511
Résultat net	715	547	428

¹⁾ Le total des produits d'Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établi à 6 407 millions \$ (5 876 millions \$ en 2024 et 5 038 millions \$ en 2023).

(EN MILLIONS)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Actifs courants ¹	831 \$	392 \$
Total de l'actif ^{2, 3}	1 099	507
Passifs courants ⁴	8 524	7 259
Total du passif ⁴	8 568	7 698

¹⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 815 millions \$ (383 millions \$ en 2024).

²⁾ Aux 31 décembre 2025 et 2024, le total de l'actif d'Énergie Brookfield s'élevait à respectivement 98 701 millions \$ et 94 809 millions \$.

³⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 949 millions \$ (408 millions \$ en 2024).

⁴⁾ Le montant à payer à des filiales non garantes s'est élevé à 7 908 millions \$ (6 629 millions \$ en 2024).

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 2025, les lettres de crédit émises totalisaient 4 399 millions \$ (2 792 millions \$ en 2024).

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)

	2025	2024	2023
Information sur l'exploitation :			
Puissance (MW).....	47 203	46 211	32 949
Production totale (GWh)			
Production moyenne à long terme	123 028	94 339	75 584
Production réelle	116 010	80 842	69 704
Production au prorata (GWh)			
Production d'énergie renouvelable réelle	33 157	30 947	29 082
Informations financières supplémentaires :			
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	(19) \$	(464) \$	(100) \$
Résultat de base par part de société en commandite ¹	(0,25)	(0,89)	(0,32)
BAIIA ajusté au prorata ²	2 698	2 408	2 182
Fonds provenant des activités ²	1 334	1 217	1 095
Fonds provenant des activités par part ^{2, 3}	2,01	1,83	1,67
Distribution par part de société en commandite	1,49	1,42	1,35

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

	2025	2024	2023
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	70 456 \$	73 475 \$	64 005 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	4 087	2 740	2 546
Total de l'actif.....	98 701	94 809	76 128
Total des emprunts	34 892	34 390	29 702
Passifs d'impôt différé	9 395	8 439	7 174
Autres passifs.....	19 440	15 524	9 273
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	24 164	26 168	18 863
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	52	50	55
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	2 524	2 457	2 684
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2	2 330	2 269	2 479
Actions privilégiées.....	563	537	583
Billets subordonnés perpétuels.....	737	737	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	634	634	760
Capitaux propres des commanditaires.....	3 970	3 604	3 963
Total du passif et des capitaux propres.....	98 701	94 809	76 128
Ratio d'endettement (valeur de marché) ⁴	39 %	40 %	40 %

¹⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, le nombre moyen de parts de société en commandite s'est élevé à 287,0 millions (285,5 millions en 2024 et 282,4 millions en 2023)

²⁾ 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 ».

³⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 665,1 millions (663,6 millions en 2024 et 657,1 millions en 2023), ce qui comprend les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2 et la participation de commandité.

⁴⁾ 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 :

	2025				2024			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)								
Production totale (GWh) – MLT	31 323	29 779	31 450	30 476	24 779	22 151	24 895	22 514
Production totale (GWh) – réelle.....	28 798	27 554	30 650	29 008	21 121	18 819	21 467	20 300
Production d'énergie renouvelable au prorata (GWh) – MLT	9 590	8 529	9 819	8 999	8 616	8 132	9 522	8 654
Production d'énergie renouvelable réelle au prorata (GWh)	7 759	7 186	9 542	8 670	6 868	7 320	8 298	8 461
Produits	1 539 \$	1 596 \$	1 692 \$	1 580 \$	1 432 \$	1 470 \$	1 482 \$	1 492 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	410	(120)	(112)	(197)	(9)	(181)	(154)	(120)
Résultat de base par part de société en commandite	0,54	(0,23)	(0,22)	(0,35)	(0,06)	(0,32)	(0,28)	(0,23)
Fonds provenant des activités	346	302	371	315	304	278	339	296
Fonds provenant des activités par part.....	0,51	0,46	0,56	0,48	0,46	0,42	0,51	0,45
Distribution par part de société en commandite.....	0,37	0,37	0,37	0,37	0,36	0,36	0,36	0,36

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 ¹		Fonds provenant des activités ¹	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité										
Amérique du Nord	1 664	1 880	2 910	2 910	207 \$	165 \$	133 \$	88 \$	57 \$	22 \$
Brésil.....	840	904	983	983	49	48	33	41	29	36
Colombie	1 787	776	1 697	1 009	136	100	90	50	34	28
	4 291	3 560	5 590	4 902	392	313	256	179	120	86
Énergie éolienne.....	2 224	2 289	2 591	2 588	169	172	137	265	86	214
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	942	731	1 159	896	73	58	92	99	52	70
Énergie décentralisée et stockage	302	288	250	230	73	50	224	37	206	23
Solutions durables	—	—	—	—	178	144	44	47	37	38
Siège social	—	—	—	—	—	—	(9)	(9)	(155)	(127)
Total	7 759	6 868	9 590	8 616	885 \$	737 \$	744 \$	618 \$	346 \$	304 \$

¹⁾ Mesures non conformes 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 2025, les fonds provenant des activités ont totalisé 346 millions \$ par rapport à 304 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités ont augmenté de 42 millions \$, principalement en raison des apports des centrales récemment acquises et mises en service, de l'avantage tiré de l'indexation sur l'inflation de notre production visée par contrat au Canada, au Brésil et en Colombie, de l'accroissement de notre participation dans Isagen et du profit réalisé à la vente d'une plateforme d'énergie décentralisée en Amérique du Nord.

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 2025 :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie						
Résultat net	(62) \$	31 \$	59 \$	(164)\$	(91)\$	280 \$	764 \$	(139) \$	678 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :									
Charge d'amortissement.....	103	18	52	215	158	67	9	—	622
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	(26)	(6)	10	(53)	(49)	65	1	(15)	(73)
(Profit) perte de change et sur les instruments financiers.....	(20)	(27)	(35)	(148)	(361)	(144)	(131)	2	(864)
Divers ¹	57	2	36	227	362	419	(616)	16	503
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	61	61
Charge d'intérêts	106	15	104	168	138	41	1	65	638
(Recouvrement) charge d'impôt exigible.....	24	1	17	10	17	(261)	(1)	1	(192)
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(49)	(1)	(153)	(118)	(82)	(243)	17	—	(629)
BAIIA ajusté attribuable aux porteurs de parts	133 \$	33 \$	90 \$	137 \$	92 \$	224 \$	44 \$	(9) \$	744 \$

¹⁾ Le poste Divers comprend des montants qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Le poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et autres couvertures, les produits tirés des actifs financiers et des placements structurés dans des solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

²⁾ 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, compte non tenu des montants attribuables aux porteurs de parts. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield.

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 2024 :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie						
Résultat net	(55) \$	33 \$	93 \$	203 \$	(134) \$	25 \$	105 \$	(82) \$	188 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :									
Charge d'amortissement.....	108	16	34	184	87	45	3	—	477
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	(21)	(1)	7	21	(11)	(32)	5	(17)	(49)
Profit de change et sur les instruments financiers.....	(26)	(21)	(13)	(86)	(120)	(65)	(114)	(13)	(458)
Divers ¹	10	4	(3)	81	330	115	22	8	567
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	47	47
Charge d'intérêts	90	15	80	136	97	38	4	49	509
(Recouvrement) charge d'impôt exigible.....	(1)	2	15	(16)	(50)	(115)	—	(1)	(166)
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(17)	(7)	(163)	(258)	(100)	26	22	—	(497)
BAIIA ajusté attribuable aux porteurs de parts	88 \$	41 \$	50 \$	265 \$	99 \$	37 \$	47 \$	(9) \$	618 \$

¹⁾ Le poste Divers comprend des montants qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Le poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et autres couvertures, les produits tirés des actifs financiers et des placements structurés dans des solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

²⁾ 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, compte non tenu des montants attribuables aux porteurs de parts. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield.

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)	2025	2024
Résultat net	678 \$	188 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :		
Charge d'amortissement.....	622	477
Profit de change et sur les instruments financiers	(864)	(458)
Recouvrement d'impôt différé	(73)	(49)
Divers ¹	503	567
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(520)	(421)
Fonds provenant des activités	346 \$	304 \$

¹⁾ Le poste Divers comprend des montants qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Le poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession et la quote-part de la Société dans les couvertures de change et autres couvertures, les produits tirés des actifs financiers et des placements structurés dans des solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement 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 qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond aux fonds provenant des activités 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, compte non tenu des montants attribuables aux porteurs de parts. En ajustant les fonds provenant des activités attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield.

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 :

	2025	2024
Résultat de base par part de société en commandite ¹	0,54 \$	(0,06) \$
Charge d'amortissement.....	0,46	0,39
Profit de change et sur les instruments financiers	(0,20)	(0,24)
Recouvrement d'impôt différé	(0,29)	(0,04)
Divers ²	—	0,41
Fonds provenant des activités par part ³	0,51 \$	0,46 \$

¹⁾ Pour le trimestre clos le 31 décembre 2025, le nombre moyen de parts de société en commandite s'élevait à 295,4 millions (285,1 millions en 2024).

²⁾ Le poste Divers comprend des montants qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Le poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession et la quote-part de la société dans les couvertures de change et autres couvertures, les produits tirés des actifs financiers et des placements structurés dans des solutions durables, la monétisation des attributs fiscaux de certains projets en développement 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 qui sont compris dans les fonds provenant des activités, ainsi que les montants attribuables aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables, la participation de commandité et les actions échangeables.

³⁾ Pour le trimestre clos le 31 décembre 2025, le nombre moyen de parts s'est établi à 673,5 millions (663,2 millions en 2024), ce qui comprend les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2 et la participation de commandité.

PARTIE 7 – RISQUES D’ENTREPRISE ET GESTION DES RISQUES

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

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

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

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de prix de l’électricité	Nous sommes exposés aux variations du prix du marché de l’électricité.	- Conclure des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l’électricité est vendue. - Conserver un portefeuille de contrats financiers à court, moyen et long terme pour atténuer le risque relatif aux fluctuations des prix de l’électricité. - Fixer des plafonds et établir des contrôles dans le cadre de nos activités de négociation. - Au 31 décembre 2025, environ 91 %, au prorata, de notre production pour 2026 (en 2024, 88 % de la production pour 2025) faisait l’objet de conventions d’achat d’électricité et de contrats financiers, compte non tenu du Brésil et de la Colombie. Au Brésil et en Colombie, environ respectivement 85 % et 75 %, au prorata, de la production pour 2026 (en 2024, respectivement 80 % et 85 % de la production pour 2025) faisait l’objet de conventions d’achat d’électricité. Se reporter à la « Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata ».
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 dollar australien – lié aux activités, aux transactions prévues et à certains emprunts en devises.	- Conclure des contrats de change visant à réduire au minimum l’exposition aux fluctuations de change. - 46 % des flux de trésorerie sont générés aux États-Unis, tandis que le risque de change attribuable au dollar canadien et à l’euro, soit 30 % de notre portefeuille, est géré de façon proactive au moyen de contrats de change. - Nous concluons un nombre limité de contrats de change visant à couvrir l’exposition aux devises en Amérique du Sud et en Asie-Pacifique, soit 24 % de notre portefeuille, en raison des coûts connexes élevés qu’entraîne la couverture de certaines devises. Toutefois, ce risque de change est grandement atténué par l’indexation sur l’inflation annuelle de nos conventions d’achat d’électricité.

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.	- 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. - Conclure des contrats de taux d'intérêt pour se prévaloir de taux fixes sur certaines émissions ultérieures de titres de créance et de dettes à taux d'intérêt variables. - Au prorata, notre exposition aux taux variables représente 16 % 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.
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.	- Contreparties diversifiées qui ont un historique de crédit de longue date. - Exposition à des contreparties dont la cote de crédit est de première qualité. - Utilisation de contrats commerciaux types et d'autres techniques types d'atténuation des risques de crédit. - Au 31 décembre 2025, 88 % des créances clients d'Énergie Brookfield n'étaient pas en souffrance (83 % en 2024).

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de liquidité	Nous courons un risque de liquidité lié aux passifs financiers. 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.	- Au 31 décembre 2025, les liquidités disponibles s'élevaient à 4,6 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 ». - Suivi efficace et régulier des clauses restrictives et collaboration avec les prêteurs pour redresser tout manquement. - 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. - Nature à long terme des instruments d'emprunt et échelonnement des dates d'échéance sur une longue période. - 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 respecter nos obligations à leur échéance. - Veiller à avoir accès aux marchés financiers et maintenir une solide note de crédit de première qualité.

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 à notre secteur

Des changements dans la disponibilité des ressources, en raison notamment des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos installations d'énergie renouvelable pourraient occasionner un changement défavorable dans la quantité d'électricité que nous sommes en mesure de produire.

Les produits dégagés par nos installations d'énergie renouvelable 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 installations de production devaient faire face à une inondation, des conditions météorologiques extrêmes (y compris la chaleur extrême, des tempêtes de vent ou des sécheresses), des incendies et des catastrophes naturelles, ou si des conditions géologiques inattendues ou d'autres conditions physiques défavorables devaient se manifester à nos installations de production, la capacité de production de cette installation pourrait en être considérablement réduite ou compromise. Par exemple, nos centrales hydroélectriques dépendent des débits d'eau des bassins hydrologiques dans lesquels nous exerçons nos activités et des changements dans les tendances hydrologiques, comme les sécheresses, pourraient avoir sur ces centrales une incidence défavorable importante. Les centrales hydroélectriques pourraient également être endommagées par d'importantes inondations. L'énergie éolienne et l'énergie solaire dépendent lourdement des conditions météorologiques et plus particulièrement, du régime des vents et de l'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 aussi de la question de savoir si le régime des vents observé est compatible avec les hypothèses formulées durant la phase de développement du projet ou au moment de l'acquisition du projet en question. De même, les projections de ressources solaires dépendent d'hypothèses portant sur les régimes climatiques, l'ombrage et l'éclairement énergétique, lesquelles sont intrinsèquement variables et pourraient ne pas correspondre aux conditions réelles sur place. Une baisse soutenue du débit d'eau à nos installations hydroélectriques ou dans le régime des vents de nos installations d'énergie éolienne ou encore dans l'éclairement énergétique à nos installations d'énergie solaire pourrait occasionner un changement défavorable dans le volume d'électricité produite et les produits et les flux de trésorerie ainsi que nuire à notre capacité d'assurer le service de toute dette relative à ces installations. De plus, les conditions météorologiques extrêmes pourraient limiter notre accès aux divers systèmes de distribution qui permettent d'acheminer l'électricité.

Les changements climatiques peuvent augmenter la fréquence et la violence des conditions météorologiques extrêmes et ils peuvent changer les modèles météorologiques existants d'une manière difficile à prévoir, ce qui pourrait entraîner des perturbations plus fréquentes et importantes de nos installations de production (notamment par suite d'inondations extrêmes qui pourraient être supérieures aux paramètres de conception normaux de nos centrales hydroélectriques) et dans les marchés énergétiques où nous exerçons nos activités et avoir une incidence directe ou indirecte sur nos principaux entrepreneurs ou fournisseurs. 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 les marchés 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 dépend, directement ou indirectement, du prix de gros de l'électricité sur les marchés de l'énergie 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; et les conditions météorologiques (comme les températures extrêmement chaudes ou froides) qui influent sur la charge électrique; le prix des combustibles (comme le gaz naturel) qui sont utilisés pour produire de l'électricité; les changements apportés à la politique gouvernementale; l'instabilité politique et l'incertitude géopolitique.

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, l'économie d'énergie et la gestion de la demande. Afin de dissiper tout doute, les besoins énergétiques provenant de l'adoption de l'intelligence artificielle ont entraîné une hausse de la demande d'électricité, mais les tendances actuelles en matière d'adoption de l'intelligence artificielle pourraient ne pas se maintenir. De plus, alors que la demande de la part des entreprises et la conclusion de contrats pour l'achat d'énergie, y compris d'énergie renouvelable, ont augmenté considérablement et que cette tendance à la hausse devrait se maintenir, rien ne garantit le maintien de l'augmentation de cette demande ni sa vitesse. En outre, une telle demande pourrait amplifier les contraintes en matière de transport, les retards au sein des interconnexions et les interventions des autorités réglementaires, ce qui pourrait limiter notre capacité à faire avancer le développement de projets, à monétiser la production ou à conclure des contrats favorables à long terme. Conséquemment, et du point de vue de l'offre, des incertitudes subsistent quant à la planification à long terme de la construction, la planification des mises hors service de centrales électriques (par exemple, la production d'électricité au moyen du charbon), ainsi qu'à l'étendue, à la cadence et à la structure de la capacité de remplacement, ce qui exprime une fois de plus une interaction complexe entre les pressions politico-économiques et les préférences environnementales. Il est donc possible que cette volatilité et cette incertitude sur les marchés de l'énergie en général, y compris les marchés de l'énergie non renouvelable, produise un effet négatif sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

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

Certains contrats à long terme de notre portefeuille feront l'objet de renégociation à l'avenir, notamment les CAÉ, les conventions de garantie ou les contrats à long terme semblables entre un vendeur et un acheteur de production d'énergie électrique, ou tout autre contrat commercial dont notre société bénéficie. Par exemple, en ce qui concerne les CAÉ de notre portefeuille d'énergie renouvelable, si les prix sont en baisse sur les marchés de l'électricité au moment de ces négociations, cela peut avoir une incidence sur notre capacité de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou encore sur notre capacité de les renégocier ou de les remplacer selon des modalités que nous jugeons acceptables. En outre, un bassin restreint d'acheteurs potentiels de l'électricité produite par nos installations d'énergie renouvelable dans certains territoires pourrait limiter notre capacité à négocier des modalités favorables aux termes de nouvelles 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, ou toute autre convention, à leur expiration, et même si nous devions être capables de les renégocier ou de les remplacer ainsi, nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à l'obtention des mêmes prix ou modalités que ceux que nous recevons actuellement. Si nous ne sommes pas en mesure de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou que nous ne sommes pas en mesure d'obtenir des prix ou des modalités correspondant pour le moins à ce que nous recevons à l'heure actuelle, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en souffrir. En outre, nous pourrions négocier des contrats à des prix qui peuvent apparaître intéressants au moment de la négociation, mais qui, en raison d'une augmentation importante des prix pendant la durée du contrat, nous obligent dans l'avenir à vendre de l'électricité ou d'autres biens ou services à des prix inférieurs aux tarifs du marché.

Il existe un risque que nos concessions et licences ne soient pas renouvelées ou que les concessions nécessaires, s'il y a lieu, au déploiement de nos projets d'aménagement, ne soient pas accordées.

Nous détenons des concessions et des licences et nous avons des droits pour l'exploitation de nos installations (y compris, par exemple, dans le cas de nos projets hydroélectriques, des droits sur les terrains et l'eau nécessaires à la production d'électricité) qui doivent être renouvelés à leur échéance. De manière générale, nous prévoyons que nos concessions et licences seront renouvelées. Cependant, si des droits de renouvellement ne nous sont pas accordés ou si nos concessions et licences sont renouvelées selon des conditions qui nous imposent des coûts additionnels, ou si des restrictions supplémentaires sont imposées (telles que la fixation d'un prix plafond pour les ventes d'énergie), notre rentabilité et nos activités pourraient en souffrir. En outre, des concessions et des licences pourraient être requises pour l'avancement de nos projets d'aménagement. Rien ne garantit que la concession ou la licence dont nous avons besoin pour un projet donné nous sera accordée ou, le cas échéant, dans quels délais ou selon quelles conditions elle nous sera accordée.

Le montant de la production qui n'est pas visée par des engagements contractuels dans notre portefeuille d'énergie renouvelable pourrait augmenter et le profil de contrat des projets d'énergie renouvelable futurs pourrait changer.

En 2025, une tranche d'environ 90 % de notre production d'énergie renouvelable (sur une base proportionnelle) était visée par des contrats à prix fixe et à long terme conclus avec des cocontractants. La durée moyenne de nos contrats est de 13 ans sur une base proportionnelle, ce qui réduit l'incidence des fluctuations de prix à court terme négatives sur le marché de l'énergie. La partie de notre portefeuille d'énergie renouvelable qui n'est pas visée par des engagements contractuels pourrait augmenter graduellement au cours de chacune de ces années civiles. Nous pouvons vendre à l'occasion de l'électricité en provenance de notre production non visée par des engagements contractuels sur le marché au comptant ou d'autres marchés de l'électricité concurrentiels. Pour ce qui est de ces opérations, le taux de rendement sur notre capital investi au moyen de tarifs prescrits ne nous est pas garanti, et les produits et les résultats d'exploitation sont susceptibles de dépendre, en grande partie, des cours du marché en vigueur. Ces cours du marché varient en fonction de facteurs qui sont hors de notre volonté et peuvent connaître de fortes fluctuations pendant des périodes relativement courtes. De plus, nos projets d'énergie renouvelable futurs pourraient être visés par des engagements contractuels avec diverses contreparties (ce qui peut inclure des utilisateurs commerciaux et industriels) et dont la structure contractuelle diffère de celle qui a été utilisée dans nos projets antérieurs. L'augmentation de la production non visée par des engagements contractuels et des changements dans les profils de contrats pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Notre capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties et de déployer nos projets d'aménagement d'énergie renouvelable 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 dépend de 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 au raccordement des projets de production d'énergie renouvelable aux réseaux de transport. L'absence de cette disponibilité et de cette accessibilité, notre incapacité à obtenir des conditions 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 destinés aux services publics, 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 notre passif, 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 et d'autres ressources considérables et engager sérieusement notre responsabilité.

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

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

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

Nos stratégies de commercialisation de l'énergie dépendent également des contreparties qui s'acquittent de leurs obligations envers nous et de la qualité du nantissement donné. De plus, nous devons fournir des garanties à l'appui de certaines de nos stratégies de commercialisation de l'énergie et une telle démarche entraîne des coûts. Nos positions peuvent être influencées par la volatilité des marchés de l'énergie qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs, notamment les conditions météorologiques dans diverses régions géographiques et le déséquilibre entre l'offre et la demande à court terme, autant de facteurs impossibles à prévoir avec certitude. Un mouvement dans les marchés de l'énergie pourrait avoir un effet défavorable sur nos positions, ce qui pourrait également avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

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

Actuellement, nous exerçons nos activités dans les marchés de l'électricité en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie-Pacifique, chacun de ces marchés étant touché par la concurrence, les prix, l'offre et la demande d'électricité, l'emplacement des lignes de transport servant à l'importation et à l'exportation et l'ensemble de la conjoncture politique, économique et sociale et des politiques s'y rapportant. Nos activités d'énergie renouvelable sont également concentrées pour la plupart dans certains 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-Pacifique, ou de l'économie des pays dans lesquels nous exerçons nos activités ou le déploiement d'efforts de conservation soutenus visant à réduire la consommation d'électricité, pourrait réduire la demande d'électricité et, par conséquent, avoir un effet 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 filiales en exploitation et de nos placements structurés comportent un risque inhérent de responsabilité liée à la santé, à la sécurité et à l'environnement, y compris le risque que des ordonnances soient imposées par le gouvernement pour corriger les situations non sécuritaires et/ou corriger ou autrement régler une contamination ou des dommages environnementaux. Nous pourrions aussi être assujettis à des pénalités pour des infractions aux lois touchant la santé, la sécurité et l'environnement, et pourrions engager notre responsabilité civile. Dans le cours normal de nos activités, nous engageons des dépenses en immobilisations et des dépenses 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 que nous pourrions devoir engager pour nous conformer à de telles lois (et à toutes lois ou modifications futures adoptées) pourraient 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. De plus, des événements liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement pourraient nuire à notre réputation. 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.

Dans le cours normal de nos activités, nous concluons un large éventail de contrats, notamment des CAE, des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, des contrats de services à long terme, des contrats d'approvisionnement, des contrats d'achat d'équipement et des conventions de coentreprises. Le non-respect, par les contreparties, de leurs obligations aux termes de ces contrats pourrait avoir un effet défavorable sur nos activités et nos résultats d'exploitation. Par exemple, si des acheteurs d'électricité aux termes de nos CAE ne peuvent ou ne veulent pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre de la CAE concernée ou encore qu'il refuse d'accepter la livraison d'électricité conformément à la CAE concernée, nos actifs, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir puisque nous pourrions nous voir dans l'impossibilité de remplacer la convention par une convention comportant des modalités équivalentes. De la même manière, des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient réduire la capacité de certaines contreparties aux CAE à s'acquitter de leurs obligations contractuelles ou de certains clients à payer pour l'électricité reçue.

Nous avons recours à des systèmes opérationnels informatisés, qui pourraient nous exposer à des cyberattaques.

Notre entreprise a recours à la technologie de l'information. En outre, nos activités font appel à des services de télécommunication pour surveiller et contrôler à distance nos actifs et nous raccorder aux organismes de réglementation, aux marchés de l'énergie de gros et aux clients. Les systèmes d'information et les systèmes intégrés de partenaires commerciaux clés, de tiers fournisseurs de services (y compris nos fournisseurs de systèmes de technologies de l'information) et de certains organismes de réglementation sont également importants pour l'exercice de nos activités. En conséquence, nos systèmes informatiques pourraient être continuellement exposés à des cybermenaces et à des cyberattaques susceptibles d'entraîner leur défaillance, et nous pourrions être exposés au cyberterrorisme ou à d'autres risques relatifs à la cybersécurité ou à d'autres atteintes à la sécurité des systèmes de technologies de l'information visant à obtenir un accès non autorisé à nos renseignements exclusifs, à des renseignements personnels ou aux données de clients ou de tiers stockées dans nos systèmes, à détruire ou à rendre invalides nos données et/ou celles de nos partenaires commerciaux, à divulguer des données confidentielles en contravention des lois sur la confidentialité des données, à détruire des données ou à mettre hors service, à altérer ou à saboter ces systèmes au moyen de virus informatiques, de cyberattaques ou par d'autres moyens. Ces attaques pourraient provenir de sources diverses, y compris nos propres employés ou des tiers inconnus.

Le niveau de raffinement des menaces continue d'évoluer et d'augmenter, y compris pour ce qui est du risque associé à l'utilisation à des fins criminelles de technologies nouvelles, telles que l'intelligence artificielle et l'informatique quantique. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir les répercussions de telles cyberattaques, compromissions ou interruptions sur notre entreprise et sur la confidentialité des données des personnes ou entités touchées, et ces répercussions pourraient être importantes. Une action importante, réelle ou potentielle, par exemple un vol, une perte, un acte de corruption, une exposition ou une utilisation mauvaise, frauduleuse, non autorisée ou accidentelle de données commerciales exclusives ou de renseignements personnels, notamment ceux d'investisseurs ou d'employés, que ce soit par des tiers ou en conséquence de la malfaisance d'un employé ou autrement, le non-respect de nos obligations contractuelles ou d'autres obligations légales concernant les données ou la propriété intellectuelle ou une violation de nos politiques de confidentialité et de sécurité à l'égard de ces données pourraient entraîner des coûts, notamment des coûts de remédiation, importants ainsi que des amendes, des litiges et des mesures réglementaires à notre encontre par les gouvernements, les divers organismes de réglementation ou les bourses, ou les personnes concernées, en plus d'un préjudice important pour notre réputation et/ou une perte financière, et il pourrait être impossible d'être dédommagés des pertes subies lors de tels incidents aux termes de nos polices d'assurance.

La violation de nos mesures de cybersécurité ou de celles de tiers fournisseurs de services ou une panne ou défaillance de nos systèmes opérationnels informatisés ou des systèmes de sauvegarde ou de stockage des données connexes pourraient entraîner la perturbation de nos activités à un ou à plusieurs égards et avoir sur nous, entre autres conséquences, une perte financière, une atteinte à notre réputation, une perte d'occasions d'affaires, une fermeture imprévue de nos installations d'exploitation, une appropriation induue ou la publication non autorisée de renseignements confidentiels ou personnels, des dommages à nos systèmes de technologies et à ceux de nos partenaires d'affaires, une violation des lois sur la protection des renseignements personnels et d'autres lois, des litiges, des sanctions réglementaires, des coûts de remédiation et de remise en état et une augmentation des coûts de maintenance de nos systèmes. Les brèches de cybersécurité ou les défaillances de nos systèmes des technologies de l'information pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre information financière, notre situation financière et nos résultats d'exploitation et, en définitive, nuire à notre réputation. Bien que nous continuions à renforcer nos mesures de défense contre de telles attaques, nous ne pouvons garantir que nos efforts et ceux des tiers fournisseurs de services seront efficaces pour empêcher ou réduire les dommages causés par ces attaques sur nous et, comme les techniques de cyberattaque sont de plus en plus sophistiquées, il est possible qu'il s'écoule une longue période avant qu'une cyberattaque ne soit détectée.

Nous nous en remettons à des tiers fournisseurs de services pour certains aspects de nos activités, notamment certaines questions concernant les systèmes d'information et plateformes technologiques, les services fiduciaires, les services juridiques, la technologie, l'administration, la fiscalité, la comptabilité et la conformité. Les sinistres, interruptions ou compromissions touchant la technologie ou l'infrastructure qui soutient nos activités, y compris une interruption touchant nos communications électroniques ou d'autres services que nous, nos fournisseurs ou les tiers avec lesquels nous faisons affaire utilisons, pourraient entraver notre capacité à continuer d'exercer nos activités sans interruption et avoir sur nous un effet défavorable important. Outre le fait que ces fournisseurs de services tiers peuvent également être continuellement exposés à des menaces liées à la cybersécurité et à des compromissions de leurs systèmes, nous avons généralement moins de contrôle sur la prestation de ces services tiers et, par conséquent, nous pouvons être confrontés à des perturbations de notre capacité à exercer nos activités en conséquence d'interruptions de ces services. Une défaillance mondiale prolongée des services infonuagiques offerts par divers fournisseurs de services infonuagiques auxquels nous faisons appel pourrait entraîner une succession de défaillances des systèmes pour nous.

Les autorités de réglementation du monde entier s'intéressent de plus en plus aux règles en matière de protection des données et de protection de la vie privée. Par exemple, le Règlement général sur la protection des données (le « **RGPD** ») établit des règles de protection des données pour les personnes qui sont des résidents de l'UE. Le RGPD impose des règles et des sanctions strictes en cas de non-conformité, à l'instar des lois similaires de certains États américains et de certaines provinces canadiennes dans lesquels nous exerçons nos activités et au Brésil, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre entreprise.

Risques liés au financement

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

Nous nous attendons à ce que les acquisitions futures, l'aménagement et la construction de nouvelles installations et autres dépenses en immobilisations soient financés directement à partir de l'encaisse générée par nos activités, le réinvestissement du capital, des dettes et d'éventuelles émissions de titres de capitaux propres. Des perturbations et de la volatilité sur les marchés financiers, y compris celles qui sont attribuables à la volatilité des taux d'intérêt, pourraient entraîner une augmentation du coût du capital d'Énergie Brookfield et nuire à sa capacité de financer ses besoins de liquidités et de capitaux ainsi que la croissance de l'entreprise.

La totalité de notre structure organisationnelle fait appel à des dettes qui devront être remplacées à l'occasion. Par exemple, BEP, BRELP et LATAM Holdco, NA Holdco, Euro Holdco et Investco, ainsi que toute autre filiale en propriété exclusive directe de BRELP créée ou acquise après la date de la convention de société en commandite modifiée et reformulée de BREL (collectivement, les « entités de portefeuille ») ont des dettes d'entreprise, certaines filiales des entités de portefeuille (les « entités en exploitation ») ont des dettes associées à des projets assorties de recours limités et certaines de nos filiales en exploitation ont 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, ou à les refinancer selon des modalités favorables, dépendent, notamment, du niveau des taux d'intérêt futurs, 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, de l'évaluation, par les prêteurs et investisseurs, de notre risque lié au crédit ainsi que de l'intérêt des investisseurs à l'égard d'investissements 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 à 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 (y compris l'obligation pour Énergie Brookfield de fournir du soutien au crédit, tel que des lettres de crédit ou des garanties de société mère), notre capacité à financer des acquisitions et à effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires pour la construction de nouvelles installations ou l'entretien des installations existantes pourrait être compromise et, de ce fait, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en subir les contrecoups.

Nous sommes assujettis à des risques ayant une incidence sur notre capacité à réaliser une partie ou la totalité de nos activités de réinvestissement du capital.

Nous cherchons à réinvestir du capital pour financer de futures acquisitions ainsi que la mise en place et la construction de nouveaux projets, et ce, en vendant certains actifs ou une participation dans certains actifs, y compris dans nos filiales d'exploitation. Toutefois, nous pourrions ne pas être en mesure de réaliser nos initiatives de réinvestissement du capital et, si nous y arrivons en totalité ou en partie, rien ne garantit que ce sera selon l'échéancier prévu ou à des prix favorables. Par exemple, une conjoncture de marché défavorable, l'opinion des investisseurs qui change sur notre secteur ou d'autres facteurs hors de notre volonté pourraient faire en sorte que nous sommes incapables de réaliser une vente d'actifs à un prix conforme à notre plan d'affaires, ce qui peut nous amener à décider de réaliser l'opération à un prix inférieur que celui prévu ou à abandonner l'opération de vente. Si nos initiatives de réinvestissement du capital ne se réalisent pas comme prévu, les liquidités destinées au financement de la croissance future pourraient être moins importantes, ce qui pourrait restreindre notre capacité d'augmenter nos distributions conformément aux objectifs que nous nous étions fixés, et la valeur marchande de nos parts pourrait baisser.

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

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

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

Nous ne pouvons pas vous garantir qu'une note attribuée à Brookfield Renewable ou à l'une de ses filiales ou encore à leurs titres d'emprunt restera en vigueur pendant une période donnée ou qu'une note ne sera pas abaissée ou retirée entièrement par l'agence de notation qui l'a accordée. Une révision à la baisse ou un tel retrait de la note de crédit pourrait avoir des conséquences défavorables sur la situation financière de notre groupe et sur sa capacité à mobiliser des capitaux et à financer la croissance de l'entreprise.

Risques liés à notre stratégie de croissance

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

Notre stratégie pour ce qui est d'accroître la valeur pour nos porteurs de parts consiste à tenter d'acquérir ou de mettre en valeur des actifs et des entreprises de qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, avec pour objectif d'obtenir à long terme des rendements appropriés redressés en fonction du risque sur notre capital investi. Toutefois, il n'est pas certain que nous serons en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions d'investissement ni de réaliser des opérations répondant à nos critères d'investissement. Ces critères d'investissement sont axés, notamment, sur les avantages liés à la solidité financière, à l'exploitation, à la gouvernance et à la pertinence stratégique d'une acquisition proposée, y compris le fait que nous prévoyons qu'elle atteindra notre objectif de rendement minimal et, par conséquent, il n'est pas certain que nous serons en mesure de développer davantage notre entreprise en réalisant des acquisitions ou en mettant en valeur des actifs à des rendements avantageux. La concurrence pour de tels actifs est considérable, et celle que nous livrent d'autres investisseurs ou sociétés disposant d'importantes ressources financières peut entraîner une hausse significative du prix d'achat ou nous empêcher de procéder à une acquisition. Nous pourrions aussi rejeter des occasions qui, d'après nous, ne respectent pas nos critères d'investissement et que nos concurrents pourraient décider de saisir.

Nos initiatives de croissance pourraient être assujetties à un certain nombre de conditions de clôture, notamment, selon le cas, les consentements de tierce partie, les approbations des autorités de réglementation (notamment, des autorités en matière de concurrence), et d'autres approbations ou actions de tierce partie qui sont hors de notre volonté. Plus particulièrement, bon nombre de territoires dans lesquels nous cherchons à investir imposent des exigences de consentement du gouvernement aux investissements faits par des personnes étrangères. Les consentements et les approbations peuvent ne pas être obtenus, peuvent être obtenus selon des conditions qui

ont une incidence défavorable sur les rendements prévus, et/ou peuvent être retardés et retarder ou ultimement empêcher la réalisation des acquisitions, des dispositions et d'autres opérations. Les politiques, les règlements et les prises de position du gouvernement peuvent changer, ce qui peut rendre plus difficile la réalisation d'acquisitions, de cessions et d'autres opérations. De plus, les parties intéressées pourraient prendre des mesures juridiques pour empêcher la réalisation d'opérations. Nous pourrions également ne pas être en mesure d'obtenir du financement ou d'en obtenir à des conditions acceptables pour nos projets d'acquisitions.

Si la totalité ou certaines de nos acquisitions et autres opérations ne peuvent être réalisées selon les modalités convenues, nous pourrions devoir modifier ou reporter ou, dans certains cas, abandonner ces opérations complètement (et, en conséquence, devoir payer une importante indemnité de rupture). Si nous n'étions pas en mesure de réaliser les avantages attendus des opérations, il est possible que la valeur marchande de nos parts baisse.

L'instabilité politique, des changements dans les politiques gouvernementales ou des facteurs culturels inconnus pourraient avoir une incidence négative sur la valeur de nos investissements.

Nous sommes exposés au risque d'incertitudes géopolitiques dans certains pays où nous exerçons nos activités. Nous effectuons des investissements dans des entreprises situées partout dans le monde et nous pouvons réaliser des investissements dans de nouveaux marchés secondaires, ce qui pourrait nous exposer à des risques supplémentaires. Par exemple, Brookfield continue de mobiliser des fonds pour The Catalytic Transition Fund, ce qui devrait procurer à Énergie Brookfield (par l'intermédiaire de sa participation dans ce Fonds) une exposition à certains marchés émergents dans lesquels Énergie Brookfield n'a jamais investi (notamment la Thaïlande, le Vietnam et les Philippines). Il se pourrait que nous ayons de la difficulté à nous adapter à la culture et aux pratiques commerciales locales de ces marchés, et il est possible que nous embauchions du personnel ou que nous établissions un partenariat avec des personnes locales qui pourraient ne pas respecter notre culture et notre éthique en matière de pratiques commerciales. L'un ou l'autre de ces scénarios pourrait se solder par l'échec de nos initiatives dans de nouveaux marchés et entraîner des pertes financières pour nous et nos entités gérées. Dans plusieurs territoires où nous exerçons des activités, il existe des risques d'instabilité politique découlant de facteurs tels que les conflits politiques, les sanctions, les barrières tarifaires et d'autres politiques commerciales protectionnistes, y compris l'encouragement à la délocalisation de la fabrication aux États-Unis et dans d'autres pays, l'inégalité des revenus, les mouvements de réfugiés, le terrorisme, les conflits armés, l'éclatement éventuel de pays ou d'unions politico-économiques et la corruption politique. Par exemple, des changements dans les politiques américaines ont mené à des hausses importantes des tarifs, ou à de nouveaux tarifs tout court, des contrôles à l'exportation et autres mesures commerciales, ce qui a mis à rude épreuve les relations commerciales internationales et a entraîné la mise en place par les gouvernements étrangers de tarifs de rétorsion sur les biens importés des États-Unis. De plus, les conflits en cours en Europe de l'Est et au Moyen-Orient et la réaction mondiale à chacun de ces conflits, y compris l'imposition de sanctions, notamment de sanctions économiques, ont eu d'importantes répercussions sur l'économie et les marchés des capitaux mondiaux, ce qui a entraîné la fluctuation du prix du carburant, l'accentuation des problèmes d'approvisionnement existants causés par l'augmentation des coûts d'expédition (y compris celle découlant de conflits et d'autres attaques dans les chenaux de navigation ou à proximité) et une augmentation des perturbations informatiques et des cybermenaces.

Bien que les prix de gros de l'électricité et du gaz naturel en Europe se soient stabilisés par rapport à l'extrême volatilité observée en 2022 et en 2023, les marchés de l'énergie de la région demeurent assujettis à des changements structuraux, à des interventions des autorités réglementaires et à l'incertitude géopolitique. L'instabilité économique et politique ainsi que l'escalade ou l'expansion des conflits armés en Europe de l'Est, au Moyen-Orient ou ailleurs dans le monde, pourraient causer une instabilité locale, régionale et/ou mondiale qui pourrait nuire à nos activités, notamment par la perturbation de la libre circulation des biens, des services et des personnes, ou la déstabilisation des marchés énergétiques. La matérialisation d'un ou de plusieurs de ces risques pourrait nuire à nos résultats financiers.

Nos activités futures pourraient différer de nos activités actuelles, y compris à la suite d'investissements futurs dans des solutions durables.

Nos activités comprennent actuellement surtout des activités de production hydroélectrique, éolienne côtière, solaire pour services publics et de production décentralisée en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie-Pacifique. Nous disposons également d'autres investissements, notamment dans les secteurs de la cogénération, du stockage, des services nucléaires, de la production d'électricité à partir de la biomasse en Amérique du Sud et de production éolienne en mer en Europe. Les projets d'aménagement de notre groupe comprennent des projets de production et de stockage d'énergie renouvelable ainsi que des projets de CSC, le gaz naturel renouvelable, le recyclage et les électrocarburants. 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 cette entreprise de services publics est constituée de l'exploitation ou du développement de production d'énergie non renouvelable, comme une exploitation de production d'électricité qui utilise le charbon ou le gaz naturel; ii) un portefeuille d'activités de production d'énergie, même si une importante composante des activités de ce portefeuille est constituée de la production d'énergie non renouvelable, ou iii) des exploitations et des développements 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 zones géographiques et de nouveaux secteurs de l'industrie, et le fournisseur de services pourrait avoir de la difficulté à gérer ces nouvelles activités. De plus, les acquisitions présentent des risques pour nos activités.

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

Les acquisitions futures entraîneront vraisemblablement une partie, voire tous les risques suivants, ce qui pourrait avoir une conséquence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation : la difficulté d'intégrer les activités acquises et le personnel à nos activités actuelles; l'interruption éventuelle de nos activités actuelles; la diversion des ressources, notamment le temps et l'attention de Brookfield; la difficulté de gérer la croissance d'une organisation de plus grande envergure; le risque d'entrer dans des marchés dans lesquels nous avons peu d'expérience; le risque d'être partie à des conflits ou des litiges de travail, commerciaux ou réglementaires relativement à la nouvelle entreprise; le risque de responsabilité en matière d'environnement ou d'autres responsabilités liées aux activités acquises; et le risque d'un changement de contrôle découlant de l'acquisition de droits en cas d'événement déclencheur auprès d'une tierce partie ou d'organismes gouvernementaux aux termes de contrats conclus par les unités d'exploitation acquises ou d'autorisations détenues par celle-ci. Bien que nous ayons l'habitude d'effectuer un contrôle diligent rigoureux des entreprises faisant l'objet d'une acquisition, il est possible que ce contrôle diligent ne réussisse pas à découvrir tous les risques importants liés à l'entreprise acquise ou à repérer une clause qui déclenche un changement de contrôle dans un contrat important ou une autorisation importante ou qu'un cocontractant ou un organisme gouvernemental puisse avoir une vision différente de l'interprétation faite par Énergie Brookfield d'une telle disposition, ce qui pourrait entraîner un différend. La découverte de passifs importants après une acquisition, de même que le fait qu'une acquisition ne

donne pas les résultats attendus, pourraient avoir des conséquences défavorables sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. De plus, si les rendements sont inférieurs aux rendements que nous avons prévu réaliser dans le cadre de nouvelles acquisitions, nous pourrions ne pas être en mesure d'accroître nos distributions tel que nous l'avons envisagé dans nos objectifs établis et la valeur marchande de nos titres pourrait chuter.

Certains projets parmi nos projets d'aménagement n'atteindront pas l'étape de l'exploitation commerciale.

Nous avons un nombre important de projets d'aménagement qui comprennent des projets à de différents niveaux d'avancement allant du stade de démarrage qui peuvent ne pas avoir obtenu les permis, les licences ou d'autres approbations gouvernementales obligatoires, jusqu'aux projets dont nous pensons qu'ils sont prêts pour la construction. Nos projets d'aménagement comprennent également ceux dont nous ne possédons pas 100 % des participations financières et des participations avec droit de vote, par conséquent, nous n'exerçons pas une emprise sur de tels investissements. Bien que la possibilité qu'un projet soit réalisé s'accroisse au moment où nous obtenons, par exemple, les permis, les licences et les approbations gouvernementales nécessaires lorsque nous signons des ententes visant la construction et la fourniture d'équipement et lorsque nous signons des ententes d'écoulement, rien ne garantit qu'un projet ou qu'un pourcentage précis des projets se trouvant dans l'ensemble de nos projets d'aménagement sera construit ou selon un échéancier particulier.

En ce qui a trait à nos actifs d'énergie renouvelable, notre capacité de réaliser nos plans de croissance visant le développement de projets dépend de notre aptitude à développer les sites existants, à rééquiper les projets existants dont la fin de la durée de vie utile est proche et à trouver de nouveaux sites se prêtant au développement de projets viables. Afin de conserver un permis de développement, il est souvent nécessaire de prendre des mesures de développement précises. Le développement efficace de projets d'énergie renouvelable dépend habituellement de divers facteurs, dont la capacité de trouver un site intéressant à des conditions raisonnables ou de pouvoir renouveler nos droits à son égard, le plus souvent suivant de longues négociations et/ou de processus d'appel d'offres; la mesure précise de l'accessibilité des ressources à des niveaux estimés économiquement intéressants pour poursuivre le développement du projet; la capacité d'obtenir ou de renouveler les approbations, les licences et les permis; l'acceptation de ces projets de développement par les parties prenantes locales, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones; la capacité d'obtenir l'accès à l'interconnexion de transport ou des ententes en ce sens; la capacité d'intégrer de nouveaux projets ou technologies au sein d'actifs existants avec succès; la capacité d'engager une main-d'œuvre appropriée, et d'obtenir du matériel et des services de construction selon des modalités acceptables; la capacité d'attirer du financement pour la construction d'un projet, y compris auprès d'investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux et au moyen de mesures incitatives gouvernementales, notamment fiscales; et la capacité d'obtenir une CAE à long terme ou un autre contrat de vente selon des modalités raisonnables. Chacun de ces facteurs peut être crucial lors d'une décision à savoir si un projet d'aménagement particulier peut éventuellement convenir ou non à la construction, et certains d'entre eux sont indépendants de notre volonté. La non-réalisation de l'un des éléments précités pourrait empêcher l'élaboration et la construction d'un projet d'énergie renouvelable ou par ailleurs entraîner, pour un projet donné, l'obligation d'effectuer des paiements de retard ou de cessation ou une responsabilité à l'égard d'autres dommages aux termes de contrats, la perte de crédits ou d'incitatifs fiscaux ou une diminution des rendements. En pareil cas, nous pourrions perdre tous nos investissements dans les frais de développement et devoir ultimement radier les actifs liés au développement de projets, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre capacité de mettre en œuvre nos plans de croissance visant le développement de projets, de livrer de l'énergie et de générer des produits.

Notre capacité à développer de nouveaux projets présente des risques liés à la construction et des risques liés aux accords que nous concluons avec des collectivités et des partenaires de coentreprise.

Notre capacité à développer un projet fructueux sur le plan économique dépend notamment de notre aptitude à construire un projet particulier dans les délais requis et selon le budget. Par exemple, la construction et l'aménagement d'une installation de production d'énergie renouvelable, qu'il s'agisse d'un nouveau projet ou d'un projet de rééquipement, 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 des retards, des dépassements de coûts ou un rendement réduit incluent, notamment, des modifications à la législation locale ou des difficultés liées à l'obtention de permis, de droits de passage ou d'approbations, les modifications apportées aux exigences techniques et de conception, les coûts de construction

supérieurs aux coûts estimatifs pour diverses raisons, notamment des erreurs techniques et de planification, des dépassements imprévus des estimations des coûts des matières premières, des composantes, de l'équipement ou de la main-d'œuvre, ou l'incapacité de les réaliser adéquatement ou de les obtenir en temps opportun, des problèmes qui n'avaient pas été prévus lors du démarrage du projet, le rendement des entrepreneurs, l'insolvabilité de l'entrepreneur principal, d'un sous-traitant important et/ou d'un fournisseur de matériel clé, les conflits de travail, les conditions météorologiques défavorables, des défauts de conception, d'ingénierie ou de construction (notamment un vice caché qui n'est pas révélé pendant la période de garantie ou de restriction applicable) et des modifications apportées aux projets. Un retard par rapport au calendrier d'achèvement du projet peut entraîner une hausse du montant total des coûts de construction du projet en raison d'une augmentation des charges d'intérêt capitalisées ainsi que des frais de main-d'œuvre additionnels et autres frais, et un retard dans le calendrier de réalisation des flux de trésorerie. De plus, ces événements inattendus pourraient entraîner une hausse des coûts du service de la dette, des frais d'exploitation et d'entretien et des dommages-intérêts en cas de livraison tardive ou l'omission d'atteindre les niveaux de production convenus. Ces hausses pourraient également entraîner l'incapacité de respecter les obligations accrues en matière de versement d'intérêt et de remboursement de capital par suite de la hausse de la dette. De longs retards pourraient également faire en sorte qu'un projet donné cesse de respecter d'autres modalités d'une entente de financement de construction applicable.

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

Nous pouvons conclure différents types d'accords avec les collectivités et les partenaires de coentreprise, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones, pour le développement des projets. Dans certaines circonstances, nous pouvons être tenus d'aviser et de consulter certaines parties prenantes comme les peuples autochtones, les propriétaires fonciers et/ou les municipalités et d'obtenir leur consentement. Dans certains territoires, 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 hautement tributaires du fournisseur de services.

Une filiale de Brookfield Corporation 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 d'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 Corporation. Puisque les seuls actifs considérables de BEP sont constitués des participations de société en commandite et des participations de société en commandite privilégiées qu'elle détient dans BRELP, exception faite des droits aux termes de la convention de vote, BEP n'a pas le droit de participer directement à la gestion ou aux activités de BRELP ou des entités de portefeuille, y compris en ce qui concerne la prise de décisions (bien qu'elle ait le droit de destituer et de remplacer BRELP GP LP).

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

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

Nous dépendons de la diligence, des compétences et des relations d'affaires des professionnels de Brookfield, de même que des renseignements qu'ils obtiennent et des occasions qu'ils trouvent dans le cours normal des activités. Notre succès futur dépendra du service continu de ces personnes, qui ne sont pas tenues de demeurer employées par Brookfield. Brookfield a connu certains départs de professionnels dans le passé et pourrait en connaître d'autres dans l'avenir et nous ne pouvons pas prévoir l'incidence de ces départs sur notre capacité d'atteindre nos objectifs. Le départ d'un nombre important de professionnels de Brookfield pour quelque raison que ce soit, ainsi que l'incapacité à nommer des remplaçants qualifiés ou efficaces dans l'éventualité de tels départs, pourraient avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'atteindre nos objectifs. La convention de société en commandite modifiée et mise à jour 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 JUGEMENT DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers consolidés sont préparés conformément aux IFRS, selon lesquelles il faut procéder à des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et informations significatives sur les méthodes comptables », de nos états financiers 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, des passifs relatifs au démantèlement et de la dépréciation du goodwill. 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, du développement prévu de MW par année, des hypothèses sur le niveau d'endettement futur 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 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 la période correspondante de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement, ni aucune incertitude connue qui, selon nous, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, de la volatilité des taux de change et d'autres facteurs, parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque ». L'interdépendance de ces facteurs nous empêche de quantifier l'ampleur des répercussions globales de ces fluctuations sur les états financiers d'Énergie Brookfield de façon significative. Ces sources d'incertitude relatives aux estimations touchent à divers degrés pratiquement tous les soldes des comptes d'actifs et de passifs. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

ESTIMATIONS CRITIQUES

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

i) Immobilisations corporelles

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

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, aux volumes contractuels, à la production moyenne à long terme prévue, 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. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Pour certains instruments financiers, Énergie Brookfield utilise une approche par le résultat fondée sur les données tirées des plans d'affaires approuvés par le conseil et l'application de techniques d'évaluation conformes aux IFRS pour établir la juste valeur de sa participation dans l'entité sous-jacente.

Pour ce qui est des conventions d'achat d'électricité comptabilisées selon IFRS 9 (« CAÉ selon IFRS 9 ») dont la valeur n'est pas observable, Énergie Brookfield calcule la juste valeur de ces CAÉ selon IFRS 9 au moyen d'un modèle de flux de trésorerie actualisés en fonction de la durée du contrat et formule des jugements sur les données d'entrée utilisées dans le modèle d'évaluation. Différentes données d'entrée et hypothèses sont incorporées dans le modèle d'évaluation, notamment les prix futurs de l'électricité, les prix contractuels, les volumes contractuels et les taux d'actualisation. Les prix futurs de l'électricité sont fondés sur les cours cotés par les courtiers obtenus de sources indépendantes tandis que pour les CAÉ selon IFRS 9 pour lesquels aucun cours n'est coté par les courtiers, des prix futurs marchands reposant sur le prix du combustible sont incorporés dans le modèle. Les prix contractuels sont stipulés dans chacune des conventions distinctes, les volumes contractuels sont soit indiqués dans la convention, soit déterminés à partir de la production future estimée des actifs de production d'électricité, et les taux d'actualisation utilisés dans le modèle d'évaluation correspondent au taux sans risque rajusté en fonction du crédit. Se reporter à la note 6, « 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. 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.

v) Dépréciation du goodwill

Le test de dépréciation du goodwill nécessite une estimation de la valeur d'utilité ou de la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») ou des UGT ou groupes d'UGT auxquels le goodwill a été affecté.

Énergie Brookfield utilise les hypothèses et estimations principales suivantes pour déterminer la valeur d'utilité : les circonstances qui ont donné lieu au goodwill, l'échéancier et le montant des flux de trésorerie futurs attendus des UGT, les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux, les dates finales d'évaluation, le développement prévu de MW par année et les hypothèses sur le niveau d'endettement futur des plateformes.

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. Celle-ci exerce son jugement pour établir les actifs, les passifs et les transactions qui doivent être comptabilisés dans les états financiers consolidés comme faisant partie des activités d'Énergie Brookfield.

ii) Transactions sous contrôle commun

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

iii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 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 éoliens et solaires et d'autres actifs 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 2030 à 2035 en Amérique du Nord, d'ici 2030 en Colombie et d'ici 2029 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. La vision à long terme d'Énergie Brookfield à l'égard de ses actifs d'énergie existants repose sur les taux d'actualisation requis pour favoriser la construction d'une nouvelle capacité de production, en fonction du profil technologique de la région considérée.

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

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

iv) Instruments financiers

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

Pour ce qui est des dérivés sur marchandises dont la valeur n'est pas observable, Énergie Brookfield formule des jugements sur les données d'entrée utilisées dans le modèle d'évaluation. Différentes données et hypothèses sont incorporées dans le modèle d'évaluation, notamment les prix à terme de l'électricité, les prix contractuels, les volumes contractuels et les taux d'actualisation. Les prix à terme de l'électricité sont fondés sur les cours cotés par les courtiers obtenus de sources indépendantes, les prix contractuels sont stipulés dans chacune des conventions distinctes, les volumes contractuels sont soit indiqués dans la convention, soit déterminés à partir de la production future des actifs de production d'électricité, et les taux d'actualisation sont établis 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 actifs de production d'électricité, selon le jugement de la direction.

v) Impôt différé

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

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir* (« IFRS 18 »)

En avril 2024, l'IASB a publié IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir*. IFRS 18 entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027, l'adoption anticipée étant permise. Cette nouvelle norme vise à améliorer la qualité de l'information financière en imposant la présentation dans l'état du résultat net de sous-totaux définis ainsi que la présentation d'informations sur les mesures de la performance définies par la direction et en introduisant de nouveaux principes en matière de regroupement et de ventilation des informations. Énergie Brookfield évalue actuellement l'incidence de cette norme sur la présentation et les informations à fournir.

Modifications d'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») et d'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir* (« IFRS 7 ») – Classement et évaluation des instruments financiers

Les modifications apportent des précisions sur les exigences relatives au moment de la comptabilisation et de la décomptabilisation des passifs financiers réglés au moyen d'un système de paiement électronique, donnent des directives supplémentaires en ce qui concerne l'appréciation des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers comportant des clauses conditionnelles et ajoutent des informations nouvelles ou modifiées concernant les placements dans des instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (« JVAERG ») et les instruments financiers comportant des clauses conditionnelles. Les modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2026. Énergie Brookfield a évalué l'incidence de ces modifications et n'a constaté aucune incidence importante.

Modifications d'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») et d'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir* (« IFRS 7 ») – Contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources naturelles

Les modifications ne s'appliquent qu'aux contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources naturelles et précisent l'application du critère « pour utilisation par l'entité » ainsi que l'utilisation de la comptabilité de couverture, et ajoutent de nouvelles obligations d'information quant à l'effet de ces contrats sur la performance financière et les flux de trésorerie de la société en commandite. Les modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2026. Énergie Brookfield a évalué l'incidence de ces modifications et n'a constaté aucune incidence importante.

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

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 25 % dans un portefeuille d'actifs hydroélectriques en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 403 MW, pour un produit d'environ 230 millions \$ (montant net de 111 millions \$ pour Énergie Brookfield). Énergie Brookfield continuera de consolider ce portefeuille.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a établi un programme de placement d'actions au cours du marché grâce auquel elle peut, à son gré, offrir et vendre des actions échangeables de BEPC d'un montant maximal de 400 millions \$ à même son capital. À ce jour, 635 247 actions échangeables ont été émises, pour un produit brut totalisant environ 28 millions \$.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a racheté et annulé 635 247 parts de société en commandite à la Bourse de Toronto pour un coût total d'environ 20 millions \$.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu de vendre un portefeuille d'actifs éoliens et solaires en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 2,3 GW, pour un produit d'environ 1,3 milliard \$ (montant net de 316 millions \$ pour Énergie Brookfield). Cette transaction est sous réserve des modalités de clôture habituelles.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a émis des billets à moyen terme de série 20 d'un montant en capital de 500 millions \$ CA. Les billets à moyen terme portent intérêt à un taux fixe de 5,204 % et viennent à échéance le 15 janvier 2056. Les billets à moyen terme de série 20 sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation au Royaume-Uni d'une puissance de 73 MW, pour un produit d'environ 61 millions £ (82 millions \$) (montant net de 16 millions £ (21 millions \$) pour Énergie Brookfield).

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu le placement privé des actions d'une plateforme d'actifs d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde, y compris la vente d'une participation de 7 %, pour un produit d'environ 7,8 milliards INR (86 millions \$), (montant net de 1,6 milliard INR (17 millions \$) pour Énergie Brookfield). En outre, à la suite de la réussite du lancement du PAPE, une participation de 3 % a été transférée à un membre du groupe fondateur du PAPE de la plateforme, donnant lieu à un produit nominal, conformément à un accord préexistant. Le PAPE a pris fin le 25 février 2026 et la plateforme sera cotée sur les bourses désignées en Inde le 2 mars 2026 ou autour de cette date. Le 26 février 2026, la plateforme a déposé le prospectus annonçant un désinvestissement additionnel par Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels, d'une participation de 10 %, pour un produit brut d'environ 8,9 milliards INR (99 millions \$) (montant net de 1,8 milliard INR (19 millions \$) pour Énergie Brookfield).

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a racheté toutes les parts de société en commandite privilégiées de série 7 pour un montant de 175 millions \$ CA.

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 les détenteurs de Brookfield, iii) les actions échangeables de catégorie A.2, détenues par Brookfield, iv) les parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP, filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield, et v) la participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield.

Les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2 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 et les actions échangeables de catégorie A.2 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. Cependant, Énergie Brookfield a le droit, à son gré, de régler toute demande de rachat liée aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux actions échangeables de BEPC au moyen de parts de société en commandite, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Par ailleurs, Énergie Brookfield peut, à son gré, satisfaire à une telle demande de rachat liée aux actions échangeables de catégorie A.2 au moyen d'actions échangeables de BEPC ou de parts de société en commandite, au gré de Brookfield, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Les porteurs d'actions échangeables de BEPC émises dans le public et les détenteurs de Brookfield, en tant que porteur d'actions échangeables de BEPC, d'actions échangeables de catégorie A.2 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. Étant donné qu'Énergie Brookfield, à son gré, a le droit de régler toute demande de rachat liée aux actions échangeables de BEPC et aux parts de société en commandite rachetables/échangeables au moyen de parts de société en commandite et toute demande de rachat liée aux actions échangeables de catégorie A.2 au moyen d'actions échangeables de BEPC ou de parts de société en commandite, au gré de Brookfield, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2 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 actions échangeables de catégorie A.2, 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 énergie décentralisée et solutions durables comprend la production des centrales de production décentralisée, les actifs de stockage par pompage, la cogénération en Amérique du Nord et les 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 destinés aux réseaux publics 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 hydroélectrique 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 de stockage 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 de stockage 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 aux termes desquelles elle a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines participations de production d'énergie renouvelable et de solutions durables, ou elle exerce une influence notable sur celles-ci. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec les membres du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie et dans Neoen. 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.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Corporation, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises selon IFRS 3, étant donné que Brookfield Corporation 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 manière semblable à une fusion d'intérêts communs, méthode selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les transactions avaient toujours existé. Se reporter à la note 1 s) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun » de nos états financiers consolidés annuels audités au 31 décembre 2025 pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun.

MESURE DU RENDEMENT

Informations sectorielles

Nos activités sont réparties selon les secteurs suivants : 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire destinée aux réseaux publics, 4) énergie décentralisée et stockage (production décentralisée, stockage par pompage et système de stockage d'énergie par batteries), 5) solutions durables (gaz naturel renouvelable de source agricole, captage et stockage de carbone, recyclage, cogénération, biomasse, services nucléaires, électrocarburants transformation énergétique), et 6) siège social. L'hydroélectricité est de surcroît sectorisée par région (Amérique du Nord, Colombie et Brésil). Cette répartition permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de notre Société.

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

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

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

Informations au prorata

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

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes Produits, Autres produits, Coûts d'exploitation directs, Charge d'intérêts, Impôt exigible et Divers sont des éléments qui diffèrent 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, 2) ne tiennent pas compte de la quote-part du résultat des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment, et puisque 3) les autres produits comprennent, sans s'y limiter, notre quote-part dans les couvertures de change et autres couvertures réglées, les produits tirés des actifs financiers et des investissements structurés dans les solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement et les profits réalisés à la cession d'actifs secondaires et d'actifs récemment développés que nous avons rentabilisés afin de refléter la valeur économique engendrée par nos activités de développement, soit la conception, la construction et la commercialisation d'une nouvelle capacité d'énergie renouvelable et la vente de ces actifs à des acheteurs dont le coût du capital est plus bas, ce qui peut ne pas être autrement reflété dans notre compte consolidé de résultats.

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 états financiers de montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle n'éteint pas les droits établis d'Énergie Brookfield sur ces éléments pas plus qu'il 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 le rendement de ses activités avant l'incidence de la charge d'intérêts, de l'impôt sur le résultat, de la charge d'amortissement, des coûts de service de gestion, des participations ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions 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 autres produits 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 latent de juste valeur 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. Énergie Brookfield tient compte des autres produits afin de fournir des informations supplémentaires à l'égard du rendement cumulatif réalisé sur les placements, y compris tout ajustement latent de juste valeur qui a été comptabilisé dans les capitaux propres, mais qui n'est pas reflété pour la période considérée. 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 de celle des fonds provenant des activités utilisée 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 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 rotl'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 américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières qui s'appliquent ainsi que par toute autre réglementation 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, sans s'y limiter, sur la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résilience 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, 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, des réorganisations ou autres transactions de simplification structurelle; nos perspectives de croissance future et notre profil de distribution, notre accès aux capitaux ainsi que les distributions et les dividendes futurs versés aux porteurs de parts de société en commandite et d'actions échangeables de BEPC. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être repérés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « planifie », « cherche à », « estime », « a l'intention de », « anticipe », « croit », « a tendance à », « continue », « essaie », « susceptible », « principalement », « approximativement », « environ », « vise », « s'efforce », « cible » 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. Ces énoncés prospectifs et cette information ne portent pas sur des faits historiques; ils reflètent plutôt nos attentes actuelles au sujet de résultats ou d'événements futurs et sont fondés sur l'information dont nous disposons actuellement et sur des hypothèses que nous jugeons raisonnables. 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 induite à ces informations et énoncés prospectifs, puisqu'ils comportent des hypothèses, 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. Ces croyances, ces hypothèses et ces attentes peuvent changer en raison de nombreux événements ou facteurs éventuels, dont certains nous sont inconnus ou sont indépendants de notre volonté. Si un changement survenait, nos activités, notre situation financière, nos liquidités et nos résultats d'exploitation ainsi que nos plans et stratégies pourraient différer considérablement de ceux qui sont exprimés dans notre information prospective et dans les déclarations prospectives du présent rapport.

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 : des conditions économiques générales et des risques économiques, y compris des variations défavorables des taux d'intérêt, des taux de change, de l'inflation et de la volatilité dans les marchés financiers; la variation de la disponibilité des ressources en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales d'énergie renouvelable; l'offre, la demande, la volatilité et la commercialisation au sein des marchés de l'énergie; les changements dans les politiques et incitatifs gouvernementaux relatifs aux secteurs de l'énergie renouvelable et des solutions durables; notre incapacité à renégocier ou à remplacer, suivant des modalités semblables, les contrats qui viennent à échéance (y compris les CAÉ, les conventions de garantie ou les contrats à long terme semblables entre un vendeur et un acheteur de production d'énergie électrique ou tout autre contrat commercial dont notre société bénéficie); l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille d'énergie renouvelable ou une modification du profil des contrats de projets d'énergie renouvelable futurs; la disponibilité et l'accès aux installations d'interconnexion et aux réseaux de transport; la capacité de respecter, de remplacer ou de renouveler les concessions, les permis et d'autres approbations gouvernementales nécessaires pour continuer d'exploiter ou de développer nos projets; le fait que nos droits réels immobiliers pourraient être menacés par les droits de titulaires de privilèges et de domaines à bail qui sont supérieurs à ceux qui nous sont accordés; les augmentations des coûts d'exploitation de nos centrales actuelles et de nos nouveaux projets en développement; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les pannes d'équipement et les défis d'approvisionnement; les incidences négatives des pressions inflationnistes; l'évolution des conditions réglementaires, politiques, économiques et sociales dans les territoires où nous exerçons nos activités; notre dépendance aux systèmes opérationnels informatisés, qui pourrait exposer notre groupe à des cyberattaques; les ruptures de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; les pertes non assurables et la hausse du coût des primes d'assurance; les risques liés à la commercialisation de l'énergie et notre capacité à gérer le risque financier et le risque sur marchandises; la fin du programme d'équilibrage hydrologique; 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 des obligations par les contreparties à nos contrats; le temps et l'argent consacrés à faire respecter les contrats par les contreparties défaillantes et l'incertitude de l'issue de telles démarches; le resserrement de la réglementation relativement à nos activités; les nouvelles initiatives réglementaires liées au développement durable et aux facteurs ESG; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition future de projets dans de nouveaux marchés; les cas de force majeure; la possibilité que nos activités soient touchées par des collectivités locales; le fait que les technologies récemment mises au point ou les nouveaux secteurs d'activité dans lesquels nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; la gestion inefficace des ressources humaines; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique; l'incidence sur les droits humains de nos activités d'affaires; l'incertitude entourant la décision finale d'investissement du gouvernement américain à l'égard la passation de contrats définitifs avec notre secteur de services nucléaires visant la construction de nouveaux réacteurs nucléaires et la réalisation des produits prévus en découlant; le resserrement de la réglementation et l'opposition de tiers relativement aux clients et aux investissements de notre entreprise de services d'énergie nucléaire; l'incapacité du secteur de l'énergie nucléaire à prendre de l'expansion; l'indemnisation insuffisante de nos activités de services nucléaires; notre incapacité à financer nos activités et à financer la croissance en raison de la conjoncture des marchés des capitaux ou notre incapacité à réaliser des mesures de recyclage des capitaux; les restrictions opérationnelles et financières qui nous sont imposées par les conventions de prêt, de crédit et de sûreté; la révision

de nos cotes de crédit; la création d'une dette à multiples paliers au sein de notre structure organisationnelle; les restrictions à l'égard de notre capacité à exercer certaines activités ou à faire des distributions en raison de nos dettes; l'évolution défavorable des taux de change et l'incapacité de notre groupe à gérer efficacement l'exposition aux monnaies étrangères au moyen de notre stratégie de couverture ou d'une tout autre façon; notre incapacité à repérer des occasions d'investissement suffisantes et à réaliser les transactions; l'instabilité politique ou les changements de politique gouvernementale qui nuiraient à nos activités ou à nos actifs; l'évolution de nos activités actuelles, y compris au moyen de placements futurs dans les solutions durables; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages anticipés de nos transactions ou de nos acquisitions; nos possibilités d'investissement pourraient ne pas se réaliser comme prévu et nous pourrions ne pas réaliser les produits prévus en découlant; notre incapacité à développer des projets figurant dans notre portefeuille de développement; 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; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements, y compris sur certains investissements que nous avons faits par l'intermédiaire de nos coentreprises, partenariats, consortiums ou conventions structurées; l'acquisition de sociétés en difficulté financière qui pourraient nous faire courir des risques accrus; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; les cas de fraude, de subordination ou de corruption, d'autres actes illégaux, les procédés ou les systèmes internes inadéquats ou défaillants et les restrictions des investissements étrangers directs; notre dépendance envers Brookfield et l'importante influence de celle-ci sur nous; la décision de Brookfield de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield, y compris en raison de conflits d'intérêts; le départ de certains ou de tous les principaux professionnels de Brookfield; le fait que Brookfield agisse d'une façon qui ne soit pas dans notre intérêt ou de celui de nos actionnaires ou porteurs de parts; notre incapacité à résilier la convention-cadre de services et la responsabilité limitée du fournisseur de services en vertu de nos ententes avec ce dernier; la relation de Brookfield avec des entreprises autonomes; les changements dans la façon dont Brookfield choisit de détenir ses participations de propriété dans Énergie Brookfield; les changements dans le montant en espèces que nous pouvons distribuer à nos porteurs de parts; les ventes et émissions futures de nos titres (notamment l'échange d'actions échangeables de catégorie A.2 par Brookfield) occasionneront une dilution pour les porteurs de titres actuels et même la perception de la réalisation de ces ventes ou émissions pourrait faire chuter le cours des parts de BEP ou des actions échangeables de BEPC; les variations du cours des parts de BEP et des actions échangeables de BEPC; l'incapacité de nos porteurs de parts à participer à la gestion de BEP; la capacité limitée des porteurs de parts à obtenir une instance judiciaire favorable pour les litiges liés à BEP ou à exécuter des jugements contre nous; notre dépendance à l'égard des filiales pour fournir les fonds nécessaires au paiement des distributions; les risques de change associés aux distributions de BEP; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; le fait d'être considérés comme une société de placement en vertu de la loi Investment Company Act; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; les changements dans le droit fiscal ou la pratique fiscale 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 du présent rapport. 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 énoncés prospectifs, 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 décrit 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 et normalisés 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 de la définition utilisée par d'autres sociétés ainsi que de la définition utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. Nous croyons que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités ou les fonds provenant des activités par part constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer notre rendement financier. Aucune de ces mesures ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer. Ces mesures non conformes aux IFRS reflètent la façon dont nous gérons nos activités et, à notre avis, permettent aux investisseurs et autres lecteurs de mieux les comprendre.

Notre rapport de gestion présente des rapprochements du BAIIA ajusté, des fonds provenant des activités et des fonds provenant des activités par part avec le résultat net. Nous présentons également, à la note 7, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés annuels audité, 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., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant qui a été désigné 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'il 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,

Le chef de la direction des finances,

/s/ Connor Teskey

/s/ Patrick Taylor

Connor Teskey

Patrick Taylor

Le 27 février 2026

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

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 2025 et 2024, 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 2025, 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 de la société en commandite aux 31 décembre 2025 et 2024, ainsi que 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 2025, 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 de la société en commandite au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le rapport intitulé Internal Control – Integrated Framework publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« cadre de 2013 »), et notre rapport daté du 27 février 2026 exprime une opinion sans réserve à son égard.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société en commandite. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers de la société en commandite, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la société en commandite 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 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 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. 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. 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 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 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.

Description de la question

Réévaluation des actifs de production d'énergie

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 2025, le montant des immobilisations corporelles présenté à l'état consolidé de la situation financière s'élevait à 70 456 millions \$. La réévaluation des immobilisations corporelles comptabilisée à l'état consolidé du résultat global totalisait 2 788 millions \$, tandis qu'une perte totale de 832 millions \$ a été comptabilisée au compte consolidé de résultat pour l'exercice 2025. Comme il est mentionné aux alinéas g), r)(i) et s)(iii) de la note 1 et à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », des états financiers, 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 les actifs 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, qui ont pris en considération les taux d'intérêt de référence, l'emplacement géographique, le fait que l'actif est visé ou non par un contrat et le type de technologie.

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 et des 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 en les comparant aux données historiques et aux données fournies par des tiers pour des actifs sélectionnés et les corroborant avec des rapports techniques fournis par des tiers. Nous avons aussi 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 pour 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 d'actifs destinés aux réseaux publics

Description de la question

Le 29 mai 2025, la société en commandite a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % dans Geronimo Power, société pleinement intégrée se spécialisant dans le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis, pour un produit de 1,4 milliard \$. Comme il est mentionné à l'alinéa o) de la note 1 et à la note 3, « Acquisitions », des états financiers, ce regroupement d'entreprises est comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. L'audit de l'acquisition susmentionnée est complexe en raison des estimations importantes qui sont nécessaires pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie, des dérivés sur marchandises et des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence acquis. Les hypothèses importantes relatives à ces estimations comprennent, sans toutefois s'y limiter, les prix futurs de l'électricité, les volumes de production, les taux d'actualisation, les valeurs finales, les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement. Ces hypothèses sont prospectives et pourraient être touchées par les conditions économiques et du marché futures.

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

Nous avons acquis une compréhension et évalué la conception des contrôles sur les procédés de la direction pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie, des dérivés sur marchandises et des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence acquis. Nous avons testé les contrôles sur la revue par la direction des modèles d'évaluation des actifs de production d'énergie et des dérivés sur marchandises, y compris ceux qui ont été utilisés pour évaluer les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence acquises ainsi que les contrôles sur la revue et l'approbation de toutes les hypothèses importantes.

Nos procédures d'audit ont compris, entre autres, l'évaluation des hypothèses importantes 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 disponibles, en faisant l'étalonnage des facteurs de capacité avec des données de production publiques sectorielles et en tenant compte également d'analyses sectorielles portant sur les pertes qui ont une incidence sur les facteurs de capacité. En outre, avec l'aide 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 spécifiques pour la région et l'actif de production d'énergie. Nous avons fait appel à nos spécialistes en évaluation pour nous aider à évaluer les méthodes d'évaluation et les hypothèses importantes, y compris celles ayant trait aux taux d'actualisation et aux valeurs finales, utilisées dans les modèles de la société en commandite, qui prennent en considération les taux d'intérêt de référence, l'emplacement géographique, si les actifs sont ou non visés par contrat et le type de technologie, tout en effectuant une analyse de sensibilité sur des hypothèses aussi importantes.

Nous avons également évalué les dépenses d'investissement estimées en les corroborant avec des conventions d'approvisionnement en composantes et des contrats de construction récemment conclus et en comparant les prévisions aux dépenses réelles. Nous avons comparé, le cas échéant, les prévisions de charges d'exploitation aux états financiers audités ainsi qu'à des contrats d'exploitation et d'entretien conclus. Nous avons aussi testé l'exactitude arithmétique du modèle de la juste valeur et tenu compte de l'exactitude de l'information présentée à la note 3 des états financiers en ce qui a trait à ces jugements et hypothèses.

/s/ 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 27 février 2026

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Évaluation des contrôles et procédures de communication de l'information

Notre direction, avec le concours du chef de la direction et du chef de la direction des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information financière (au sens donné à l'expression correspondante dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la loi américaine *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (l'« Exchange Act »)), en date de la clôture de l'exercice clos le 31 décembre 2025. Selon cette évaluation, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2025, nos contrôles et procédures de communication de l'information financière sont conçus aux fins d'un niveau d'assurance raisonnable et qu'ils sont efficaces pour donner une assurance raisonnable que l'information importante que nous devons présenter dans les documents que nous déposons ou soumettons aux termes de l'Exchange Act est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus dans les règles et les formulaires de la Securities Exchange Commission, et qu'elle est accumulée puis communiquée à la direction, y compris à notre chef de la direction et à notre chef de la direction des finances, selon ce qui est approprié, pour prendre rapidement des décisions concernant la communication de l'information. Même si les contrôles et procédures de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière sont adéquats et efficaces, nous continuons de mettre en place des mesures pour renforcer ces processus et procédures de contrôle.

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 2025, 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 2025. La direction a exclu sa participation dans Geronimo Power, société pleinement intégrée se spécialisant dans le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis, acquise en 2025. Le total de l'actif et l'actif net de la participation constituent respectivement environ 3 % et 4 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2025, et 0,03 % 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 2025 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 2025. 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 2025.

Le chef de la direction,

Le chef de la direction des finances,

/s/ Connor Teskey

/s/ Patrick Taylor

Connor Teskey

Patrick Taylor

Le 27 février 2026

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 » ou la « société en commandite ») au 31 décembre 2025, 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, la société en commandite maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025, 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 de Geronimo Power, société pleinement intégrée se spécialisant dans le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis. L'acquisition mentionnée ci-dessus est comprise dans les états financiers consolidés de 2025 de la société en commandite et constituait respectivement environ 3 % et 4 % du total de l'actif et de l'actif net au 31 décembre 2025, et 0,03 % des produits de l'exercice clos à cette date. Par ailleurs, notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société en commandite n'a pas comporté d'évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de l'acquisition mentionnée ci-dessus.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (« PCAOB »), les états consolidés de la situation financière ci-joints de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield » ou la « société en commandite »), aux 31 décembre 2025 et 2024, 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 2025 ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »), et notre rapport daté du 27 février 2026 exprime une opinion sans réserve à son 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 de la société en commandite sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la société en commandite 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 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.

/s/ Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 27 février 2026

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

AUX 31 DÉCEMBRE
(EN MILLIONS)

Actif

Actifs courants

	Note	2025	2024
Trésorerie et équivalents de trésorerie	21	2 093 \$	3 135 \$
Liquidités soumises à restrictions	22	220	286
Créances clients et autres actifs courants	23	2 542	2 124
Actifs liés à des instruments financiers	6	357	368
Montants à recevoir de parties liées	29	944	873
Actifs détenus en vue de la vente	5	6 142	2 049

		12 298	8 835
Actifs liés à des instruments financiers	6	4 395	3 054
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	4 087	2 740
Immobilisations corporelles à la juste valeur	13	70 456	73 475
Goodwill	18	6 019	5 434
Actifs d'impôt différé	12	493	330
Autres actifs non courants	24	953	941
Total de l'actif		98 701 \$	94 809 \$

Passif

Passifs courants

Dettes fournisseurs et autres créditeurs	25	2 246 \$	2 104 \$
Passifs liés à des instruments financiers	6	670	636
Montants à payer à des parties liées	29	7 071	4 855
Emprunts de la société mère	14	194	709
Emprunts sans recours	14	7 384	5 005
Provisions	26, 28	112	220
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	5	4 021	1 036

		21 698	14 565
Passifs liés à des instruments financiers	6	1 798	2 790
Emprunts de la société mère	14	3 492	3 093
Emprunts sans recours	14	23 822	25 583
Passifs d'impôt différé	12	9 395	8 439
Provisions	26, 28	1 005	1 215
Montants à payer à des parties liées	29	693	592
Autres passifs non courants	27	1 824	2 076

Capitaux propres

Participations ne donnant pas le contrôle

Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	15	24 164	26 168
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	15	52	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	2 524	2 457
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2	15	2 330	2 269
Actions privilégiées	15	563	537
Billets subordonnés perpétuels	15	737	737
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	16	634	634
Capitaux propres des commanditaires	17	3 970	3 604

Total des capitaux propres		34 974 \$	36 456 \$
Total du passif et des capitaux propres		98 701 \$	94 809 \$

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

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P.



Patricia Zuccotti
Administratrice



Lou Maroun
Administrateur

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

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

	Note	2025	2024	2023
Produits	29	6 407 \$	5 876 \$	5 038 \$
Autres produits	8	1 589	627	671
Coûts d'exploitation directs ¹	9	(2 903)	(2 580)	(1 933)
Coûts de service de gestion	29	(223)	(204)	(205)
Charge d'intérêts	7	(2 457)	(1 988)	(1 627)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	(110)	(88)	186
Profit de change et sur les instruments financiers.....	6	1 434	880	502
Charge d'amortissement	13	(2 425)	(2 010)	(1 852)
Divers	10	(1 214)	(713)	(212)
Recouvrement (charge) d'impôt				
Exigible.....	12	249	160	(128)
Différé.....	12	365	31	176
		614	191	48
Résultat net.....		712 \$	(9) \$	616 \$
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	627 \$	353 \$	619 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	15	144	125	111
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	15	(48)	(174)	(63)
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2.....	15	(44)	(160)	(57)
Actions privilégiées	15	30	28	27
Billets subordonnés perpétuels.....	15	40	37	29
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ...	16	34	37	41
Capitaux propres des commanditaires	17	(71)	(255)	(91)
		712 \$	(9) \$	616 \$
Perte de base et diluée par part de société en commandite		(0,25) \$	(0,89) \$	(0,32) \$

¹⁾ Les coûts d'exploitation directs ne comprennent pas la charge d'amortissement présentée ci-après.

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)

	Note	2025	2024	2023
Résultat net.....		712 \$	(9) \$	616 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles.....	13	2 788	6 103	(133)
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies.....		6	7	(12)
Recouvrement (charge) d'impôt différé sur les éléments ci-dessus	12	(753)	(1 546)	81
Profit latent (perte latente) sur les placements dans des titres de capitaux propres	6	—	(2)	2
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	197	451	154
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net.....		2 238	5 013	92
Autres éléments du résultat global qui peuvent être reclassés en résultat net				
Écart de conversion.....	11	1 492	(1 573)	1 317
(Perte) profit de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	6	(100)	(301)	252
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'un investissement net.....	6	(614)	279	(128)
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	6	110	(105)	(108)
Recouvrement (charge) d'impôt différé sur les éléments ci-dessus	12	(6)	52	(13)
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	19	(8)	8
Total des éléments qui peuvent être reclassés en résultat net à une date ultérieure.....		901	(1 656)	1 328
Autres éléments du résultat global.....		3 139	3 357	1 420
Résultat global.....		3 851 \$	3 348 \$	2 036 \$
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	2 611 \$	2 904 \$	1 983 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	15	151	130	111
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	15	282	76	(50)
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2		261	71	(45)
Actions privilégiées	15	56	(18)	39
Billets subordonnés perpétuels.....		40	37	29
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	16	34	37	41
Capitaux propres des commanditaires	17	416	111	(72)
		3 851 \$	3 348 \$	2 036 \$

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	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 et actions échangeables de catégorie A.2	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 2024.....	(2 774) \$	(859) \$	7 237 \$	4 \$	(4) \$	3 604 \$	634 \$	537 \$	737 \$	2 269 \$	26 168 \$	50 \$	2 457 \$	36 456 \$
Résultat net.....	(71)	—	—	—	—	(71)	34	30	40	(44)	627	144	(48)	712
Autres éléments du résultat global	—	60	452	3	(28)	487	—	26	—	305	1 984	7	330	3 139
Émission de titres de capitaux propres (notes 17 et 29)	632	—	—	—	—	632	—	—	—	—	—	—	—	632
Parts de société en commandite rachetées pour annulation (note 17)	(34)	—	—	—	—	(34)	—	—	—	—	—	—	—	(34)
Apports en capital (note 15).....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3 770	—	—	3 770
Acquisitions (note 3)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(3 166)	—	—	(3 166)
Remboursement de capital.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(923)	—	—	(923)
Cessions (note 4)	100	—	(100)	—	—	—	—	—	—	—	(1 140)	—	—	(1 140)
Distributions ou dividendes déclarés.....	(434)	—	—	—	—	(434)	(34)	(30)	(40)	(269)	(2 314)	(151)	(293)	(3 565)
Régime de réinvestissement des distributions	7	—	—	—	—	7	—	—	—	—	—	—	—	7
Changements de propriété	(221)	(95)	292	—	—	(24)	—	—	—	(14)	(599)	1	(14)	(650)
Divers.....	(486)	(36)	325	—	—	(197)	—	—	—	83	(243)	1	92	(264)
Variation au cours de l'exercice.....	(507)	(71)	969	3	(28)	366	—	26	—	61	(2 004)	2	67	(1 482)
Solde au 31 décembre 2025.....	(3 281) \$	(930) \$	8 206 \$	7 \$	(32) \$	3 970 \$	634 \$	563 \$	737 \$	2 330 \$	24 164 \$	52 \$	2 524 \$	34 974 \$

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 priviliégées	Actions priviliégées	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 2023.....	(2 118) \$	(701) \$	6 743 \$	2 \$	36 \$	1 \$	3 963 \$	760 \$	583 \$	592 \$	2 479 \$	18 863 \$	55 \$	2 684 \$	29 979 \$
Résultat net.....	(255)	—	—	—	—	—	(255)	37	28	37	(160)	353	125	(174)	(9)
Autres éléments du résultat global.....	—	(149)	554	3	(41)	(1)	366	—	(46)	—	231	2 551	5	250	3 357
Émission de titres de capitaux propres	—	—	—	—	—	—	—	—	—	145	—	—	—	—	145
Titres de capitaux propres rachetés pour annulation.....	(52)	—	—	—	—	—	(52)	—	—	—	—	—	—	—	(52)
Apports en capital.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2 479	—	—	2 479
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3 056	—	—	3 056
Remboursement de capital.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(317)	—	—	(317)
Rachat de parts de société en commandite privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	(130)	—	—	—	—	—	—	(130)
Cession.....	132	—	(132)	—	—	—	—	—	—	—	—	(38)	—	—	(38)
Distributions ou dividendes déclarés	(406)	—	—	—	—	—	(406)	(37)	(28)	(37)	(256)	(891)	(134)	(277)	(2 066)
Régime de réinvestissement des distributions	7	—	—	—	—	—	7	—	—	—	—	—	—	—	7
Changements de propriété	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Divers.....	(82)	(9)	72	(1)	1	—	(19)	4	—	—	(25)	112	(1)	(26)	45
Variation au cours de l'exercice.....	(656)	(158)	494	2	(40)	(1)	(359)	(126)	(46)	145	(210)	7 305	(5)	(227)	6 477
Solde au 31 décembre 2024.....	(2 774) \$	(859) \$	7 237 \$	4 \$	(4) \$	— \$	3 604 \$	634 \$	537 \$	737 \$	2 269 \$	26 168 \$	50 \$	2 457 \$	36 456 \$
Solde au 31 décembre 2022.....	(1 898) \$	(845) \$	6 817 \$	4 \$	17 \$	1 \$	4 096 \$	760 \$	571 \$	592 \$	2 561 \$	14 755 \$	59 \$	2 892 \$	26 286 \$
Résultat net.....	(91)	—	—	—	—	—	(91)	41	27	29	(57)	619	111	(63)	616
Autres éléments du résultat global.....	—	147	(143)	(3)	18	—	19	—	12	—	12	1 364	—	13	1 420
Émission de titres de capitaux propres	390	—	—	—	—	—	390	—	—	—	240	—	—	—	630
Titres de capitaux propres rachetés pour annulation.....	(43)	—	—	—	—	—	(43)	—	—	—	—	—	—	—	(43)
Apports en capital.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2 993	—	—	2 993
Acquisitions	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	414	—	—	414
Remboursement de capital.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(140)	—	—	(140)
Cession.....	12	—	(12)	—	—	—	—	—	—	—	—	(449)	—	—	(449)
Distributions ou dividendes déclarés.	(383)	—	—	—	—	—	(383)	(41)	(27)	(29)	(241)	(1 428)	(116)	(265)	(2 530)
Régime de réinvestissement des distributions	8	—	—	—	—	—	8	—	—	—	—	—	—	—	8
Changements de propriété	113	16	(107)	—	(1)	—	21	—	—	—	—	—	—	—	21
Divers.....	(226)	(19)	188	1	2	—	(54)	—	—	—	(36)	735	1	107	753
Variation au cours de l'exercice.....	(220)	144	(74)	(2)	19	—	(133)	—	12	—	(82)	4 108	(4)	(208)	3 693
Solde au 31 décembre 2023.....	(2 118) \$	(701) \$	6 743 \$	2 \$	36 \$	1 \$	3 963 \$	760 \$	583 \$	592 \$	2 479 \$	18 863 \$	55 \$	2 684 \$	29 979 \$

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)

	Note	2025	2024	2023
Activités d'exploitation				
Résultat net		712 \$	(9) \$	616 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Charge d'amortissement	13	2 425	2 010	1 852
Profit latent de change et sur les instruments financiers	6	(1 367)	(977)	(492)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	110	88	(186)
Impôt différé	12	(365)	(31)	(176)
Autres éléments sans effet de trésorerie		(102)	391	(282)
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	159	90	58
		<u>1 572</u>	<u>1 562</u>	<u>1 390</u>
Variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées ..		250	44	7
Variation nette des soldes du fonds de roulement	30	(675)	(332)	468
		<u>1 147</u>	<u>1 274</u>	<u>1 865</u>
Activités de financement				
Produit tiré des billets à moyen terme	14	307	586	293
Remboursement de billets à moyen terme	14	(291)	—	—
Produit tiré des billets hybrides	14	184	139	—
Facilités de crédit de la société mère, montant net	14, 30	(240)	240	—
Papier commercial, montant net	14	(236)	248	(65)
Produit tiré des emprunts sans recours	14	15 954	10 667	8 316
Remboursement des emprunts sans recours	14	(10 048)	(8 681)	(6 037)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	15	3 125	2 343	2 593
Remboursements de capital aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	15	(1 397)	(317)	(248)
Émission de titres de capitaux propres, déduction faite des frais connexes	15, 16, 17	632	145	630
Remboursement et rachat d'instruments de capitaux propres	15, 16, 17	(34)	(182)	(43)
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, 30	(2 933)	(993)	(967)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP et aux actionnaires de Brookfield Renewable Corporation	15, 17, 30	(1 140)	(1 061)	(990)
Entrées de trésorerie provenant d'une partie liée		6 723	5 955	670
Sorties de trésorerie attribuées à une partie liée		(4 188)	(1 440)	(1 556)
		<u>6 418</u>	<u>7 649</u>	<u>2 596</u>
Activités d'investissement				
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise	3	(4 435)	(2 940)	(791)
Investissement dans des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	(175)	(389)	(725)
Investissement dans les immobilisations corporelles	13	(6 587)	(3 733)	(2 809)
Produit tiré de la cession d'actifs, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie cédés	4	2 817	1 092	217
Achats d'actifs financiers	6	(245)	(979)	(644)
Produit tiré des actifs financiers	6	346	183	431
Liquidités soumises à restrictions et autres		(368)	(34)	(35)
		<u>(8 647)</u>	<u>(6 800)</u>	<u>(4 356)</u>
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
(Diminution) augmentation		(1 082)	2 123	105
Profit (perte) de change sur la trésorerie		121	(95)	38
Variation nette de la trésorerie classée comme actif détenu en vue de la vente		(81)	(34)	—
Solde au début de l'exercice		3 135	1 141	998
Solde à la fin de l'exercice		<u>2 093 \$</u>	<u>3 135 \$</u>	<u>1 141 \$</u>
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés		2 409 \$	1 917 \$	1 353 \$
Intérêts reçus		111	109	112
Impôts sur le résultat payés		176	112	194

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 d'actifs d'énergie renouvelable et de solutions durables principalement en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie-Pacifique (« APAC »).

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.

La société mère directe d'Énergie Brookfield est son commandité, Brookfield Renewable Partners Limited (« BRPL »), tandis que la société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Corporation (« Brookfield Corporation »). Brookfield Corporation et ses filiales, autres qu'Énergie Brookfield, et sauf indication contraire, y compris Brookfield Asset Management Ltd. (« Brookfield Asset Management »), sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans les présents états financiers. Le terme « détenteurs de Brookfield » désigne Brookfield, Brookfield Wealth Solutions (auparavant Brookfield Reinsurance) et leurs parties liées. L'expression « fonds privé sous la gestion de BAM » désigne un fonds privé sous la gestion de Brookfield Asset Management et de ses filiales.

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 les détenteurs de Brookfield, les actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A de BEPC (les « actions échangeables de BEPC ») détenues par le public et par Brookfield Wealth Solutions, les actions échangeables de catégorie A.2 (les « actions échangeables de catégorie A.2 ») de Brookfield Renewable Holdings Corporation (« BRHC ») détenues par Brookfield, les parts de société en commandite rachetables/échangeables (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables ») détenues dans Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), une 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, des actions échangeables de BEPC et des actions échangeables de catégorie A.2 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, les actions échangeables de BEPC et les actions échangeables de catégorie A.2 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.

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 7, série 13 et série 18 d'Énergie Brookfield sont négociées à la Bourse de Toronto respectivement sous les symboles « BEP.PR.G », « BEP.PR.M » et « BEP.PR.R ». 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 », « BEPI », et « BEPJ ».

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

Notes des états financiers consolidés	Page
1. Mode de présentation et informations significatives sur les méthodes comptables	93
2. Principales filiales	113
3. Acquisitions	113
4. Cession d'actifs	121
5. Actifs détenus en vue de la vente	126
6. Gestion des risques et instruments financiers	127
7. Informations sectorielles	140
8. Autres produits	146
9. Coûts d'exploitation directs	147
10. Divers	147
11. Écart de conversion	147
12. Impôts sur le résultat	148
13. Immobilisations corporelles à la juste valeur	151
14. Emprunts	157
15. Participations ne donnant pas le contrôle	161
16. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	171
17. Capitaux propres des commanditaires	171
18. Goodwill	173
19. Gestion du capital	175
20. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	177
21. Trésorerie et équivalents de trésorerie	178
22. Liquidités soumises à restrictions	179
23. Créances clients et autres actifs courants	179
24. Autres actifs non courants	179
25. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	180
26. Provisions	181
27. Autres passifs non courants	181
28. Engagements, éventualités et garanties	182
29. Transactions entre parties liées	183
30. Renseignements supplémentaires	192
31. Filiales faisant appel public à l'épargne	194
32. Événements postérieurs à la date de clôture	196

1. MODE DE PRÉSENTATION ET INFORMATIONS SIGNIFICATIVES SUR LES 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 au 31 décembre 2025, 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 27 février 2026 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 », « INR », « \$ AU », « CNY » et « KRW » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, à la livre sterling, au réal, au peso colombien, à la roupie indienne, au dollar australien, au yuan et au won sud-coréen.

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) Périmètre de 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 du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. 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 obtenu le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable ou exerce une influence notable sur celles-ci. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec les membres du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie et de Neoen. 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, ou une influence notable sur celles-ci. Énergie Brookfield inclut donc, dans son périmètre de consolidation, les comptes des entités dans lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable. 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 Corporation, 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 Corporation 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 manière semblable à une fusion d'intérêts communs, méthode selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les transactions avaient toujours existé. Pour connaître la méthode comptable d'Énergie Brookfield quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 s) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun ».

Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

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

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

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

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 et de contrats de construction.

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 ses actifs hydroélectriques et pour la durée d'utilité résiduelle estimée pour les autres types de technologie. 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 o), « Regroupements d'entreprises », sans les réévaluer à la fin de l'année d'acquisition, à moins d'une indication externe spécifique à ces actifs, montrant que leur valeur comptable aurait 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 :

	Durée d'utilité estimée
Barrages.....	Jusqu'à 115 ans
Conduites forcées	Jusqu'à 100 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 35 ans
Unités de production d'énergie solaire	Jusqu'à 35 ans
Unités de cogénération alimentées au gaz (« cogénération »)	Jusqu'à 40 ans
Systèmes de stockage d'énergie par batteries	Jusqu'à 30 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 distinctement. 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 30 ans au 31 décembre 2025 (30 ans en 2024). Comme les droits fonciers font partie de la concession ou de l'autorisation, ce coût est également assujetti à l'amortissement.

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

Les profits réalisés à la cession d'une immobilisation corporelle des actifs d'exploitation sont comptabilisés au poste Autres produits et les coûts de transaction connexes au poste Divers dans les 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 de modifier 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) Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent du prix d'acquisition d'une entité sur la juste valeur des actifs corporels et incorporels nets acquis et des passifs repris. Le goodwill est attribué à l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») à laquelle il se rapporte. Énergie Brookfield établit les UGT comme étant les plus petits groupes identifiables d'actifs qui génèrent des entrées de trésorerie et qui sont en grande partie indépendants des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs.

Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent, si des événements ou des circonstances indiquent qu'il a pu se déprécier. Il y a dépréciation du goodwill lorsque la valeur comptable d'une UGT, y compris le goodwill attribué, excède sa valeur recouvrable, établie comme étant la valeur la plus élevée entre la juste valeur estimée, diminuée des coûts de sortie ou la valeur d'utilité. Les pertes de valeur comptabilisées au titre d'une UGT sont d'abord affectées à la valeur comptable du goodwill et tout excédent est affecté à la valeur comptable des actifs dans l'UGT. Toute dépréciation du goodwill est comptabilisée en résultat net dans la période au cours de laquelle elle est décelée. Les pertes de valeur du goodwill ne peuvent être reprises subséquemment. Au cours de l'exercice où une acquisition d'entreprise a lieu, la recouvrabilité du goodwill acquis est évaluée d'après les hypothèses du modèle de souscription associé.

Au moment de la sortie d'une filiale, le montant du goodwill attribuable est inclus dans la détermination du profit ou de la perte sur la cession de l'activité.

j) Dépréciation d'actifs

Chaque date de clôture, Énergie Brookfield évalue si, pour les actifs non financiers, il y a une indication que ces actifs sont dépréciés. L'évaluation comprend une revue des facteurs internes et externes qui comprennent, sans s'y limiter, les changements dans le milieu technologique, politique, économique ou juridique dans lequel l'entité évolue, les changements structuraux dans le secteur, les changements de volume de la demande, les dommages matériels et l'obsolescence attribuable aux changements technologiques. Une perte de valeur est comptabilisée lorsque la valeur recouvrable, établie comme étant la valeur la plus élevée entre la juste valeur estimée, diminuée des coûts de sortie, et les flux de trésorerie futurs actualisés liés à l'utilisation et à la sortie éventuelle d'un actif ou d'une UGT, est inférieure à la valeur comptable.

Pour les actifs non financiers (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 cession, et les flux de trésorerie futurs actualisés liés à l'utilisation et à la sortie éventuelle d'un actif ou d'une UGT, 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 ou de l'UGT est augmentée à hauteur de la valeur la moins élevée entre l'estimation révisée de la valeur recouvrable et celle de la valeur comptable qui aurait été comptabilisée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement.

k) Créances clients et autres actifs courants

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

l) Instruments financiers

Comptabilisation initiale

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

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

Classement et évaluation

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

Coût amorti – Les actifs financiers détenus aux fins de la perception des flux de trésorerie contractuels qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sont évalués au coût amorti. Les produits d'intérêt sont comptabilisés aux états financiers dans les autres produits et les profits ou les pertes sont comptabilisés dans les autres produits 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 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 à 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 d’énergie solaire destinée aux réseaux publics et d’énergie éolienne. 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	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Attribution 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 liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux.
Crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)	Attribution des CII à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux tirés sous forme de pourcentage du coût total d'un projet. Les CII sont comptabilisés à titre de Profit (perte) de change et sur les instruments financiers et un montant correspondant est porté en réduction des passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux.
Perte fiscale, y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Aux termes 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 lié aux financements 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 liés aux financements 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 liés aux financements 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 aux dettes à taux variable (couvertures des flux de trésorerie).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

iii) Inefficacité de la couverture

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

m) Comptabilisation des produits et des charges

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

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

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

Si la contrepartie dans un contrat pour lequel la mesure de simplification selon IFRS 15 n'est pas appliquée pour évaluer dans quelle mesure une obligation de prestation est remplie comprend un montant variable, Énergie Brookfield estime le montant de contrepartie qu'elle s'attend à recevoir en échange des biens transférés au client. La contrepartie variable est estimée à l'entrée en vigueur du contrat. Une limitation s'applique à la contrepartie variable jusqu'à ce qu'il soit hautement probable que le dénouement ultérieur de l'incertitude relative à cette contrepartie ne donnera pas lieu à un ajustement à la baisse importante du montant 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 2025, les produits comptabilisés à un moment précis tirés de la vente de crédits renouvelables s'établissaient à 263 millions \$ (323 millions \$ en 2024 et 250 millions \$ en 2023). 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 CAÉ 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 lorsqu'elles sont réalisées. Les opérations financières comprises dans les produits de l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont entraîné une diminution des produits de 128 millions \$ (augmentation des produits de 94 millions \$ en 2024 et augmentation des produits de 119 millions \$ en 2023).

Soldes des contrats

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

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

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

n) Impôts sur le résultat

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

Le poste Recouvrement (charge) d'impôt exigible comprend la valeur réalisée des CII et des CIP transférables lorsque les conditions nécessaires à la réception des crédits en vertu de la *Inflation Reduction Act* (loi sur la réduction de l'inflation) (« IRA ») ont été satisfaites. Les CII et les CIP qui ont été conservés pour utilisation propre et qui satisfont aux conditions de comptabilisation, sont comptabilisés à titre d'actifs d'impôt différé.

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

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

o) Regroupements d'entreprises

L'acquisition d'une entreprise est comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. La contrepartie de chaque acquisition correspond au total des justes valeurs, à la date de l'échange, des actifs transférés, des dettes contractées à l'égard des anciens propriétaires de l'entreprise acquise, et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entreprise acquise qui respectent les conditions de comptabilisation selon IFRS 3, sont comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition, sauf les impôts sur le résultat, qui sont évalués selon IAS 12, les paiements fondés sur des actions, qui sont évalués selon IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, les passifs et passifs éventuels, qui sont évalués selon IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, ou IFRIC 21, *Droits ou taxes*, et les actifs non courants qui sont 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*. Au cas par cas, Énergie Brookfield choisit d'évaluer les participations ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise à la juste valeur ou à la quote-part des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise.

Le goodwill est comptabilisé dans la mesure où le total de la juste valeur de la contrepartie versée, le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle et la juste valeur de toute participation précédemment détenue dans l'entité acquise excèdent la juste valeur des immobilisations corporelles et incorporelles identifiables nettes acquises. Si l'écart est négatif, le montant est comptabilisé en résultat net à titre de profit. Le goodwill n'est pas amorti et n'est pas déductible aux fins de l'impôt. Toutefois, après la comptabilisation initiale, le goodwill est évalué au coût après déduction du cumul des pertes de valeur. Un test de dépréciation est effectué au moins une fois l'an, ou lorsque des circonstances, comme une diminution importante des produits, du résultat ou des flux de trésorerie prévus, indiquent qu'il est plus probable qu'improbable que le goodwill ait subi une perte de valeur. Les pertes de valeur à l'égard du goodwill ne peuvent être reprises.

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

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

p) Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs 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 distinctement 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 distinctement des autres passifs dans les états consolidés de la situation financière et sont classés comme courants.

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

q) Autres éléments

i) Coûts inscrits à l'actif

Les coûts inscrits à l'actif liés aux immobilisations en cours comprennent toutes les dépenses admissibles engagées relativement à l'acquisition, à la construction ou à la production d'un actif qualifié. Un actif qualifié est un actif qui exige une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisé. La charge d'intérêts liée aux immobilisations en cours est inscrite 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 des 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 à 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.

r) Estimations critiques

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

i) Immobilisations corporelles

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

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, aux volumes contractuels, à la production moyenne attendue 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. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Pour certains instruments financiers, Énergie Brookfield adopte une approche par le résultat, notamment en utilisant des données tirées des plans d'affaires approuvés par le conseil d'administration et en appliquant des techniques d'évaluation conformes aux IFRS pour déterminer la juste valeur de sa participation dans l'entité sous-jacente.

Pour ce qui est des conventions d'achat d'électricité comptabilisées selon IFRS 9 (« CAÉ selon IFRS 9 ») dont la valeur n'est pas observable, Énergie Brookfield calcule la juste valeur de ces CAÉ selon IFRS 9 au moyen d'un modèle de flux de trésorerie actualisés en fonction de la durée du contrat et formule des jugements sur les données d'entrée utilisées dans le modèle d'évaluation. Différentes données d'entrée et hypothèses sont incorporées dans le modèle d'évaluation, notamment les prix futurs de l'électricité, les prix contractuels, les volumes contractuels et les taux d'actualisation. Les prix futurs de l'électricité sont fondés sur les cours cotés par les courtiers obtenus de sources indépendantes tandis que pour les CAÉ selon IFRS 9 pour lesquels aucun cours n'est coté par les courtiers, des prix futurs marchands reposant sur le prix du combustible sont incorporés dans le modèle. Les prix contractuels sont stipulés dans chacune des conventions distinctes, les volumes contractuels sont soit indiqués dans la convention, soit déterminés à partir de la production future des actifs de production d'électricité, et les taux d'actualisation utilisés dans le modèle d'évaluation correspondent au taux sans risque rajusté en fonction du crédit. Se reporter à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers », pour de plus amples renseignements.

iii) Impôt différé

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

iv) Passifs relatifs au démantèlement

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

v) Dépréciation du goodwill

Le test de dépréciation du goodwill nécessite une estimation de la valeur d'utilité ou de la juste valeur diminuée des coûts de sortie des UGT ou groupes d'UGT auxquels le goodwill a été affecté.

Énergie Brookfield utilise les hypothèses et estimations principales suivantes pour déterminer la valeur d'utilité : les circonstances qui ont donné lieu au goodwill, l'échéancier et le montant des flux de trésorerie futurs attendus des UGT, les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux, les dates finales d'évaluation, le développement prévu de MW par année et les hypothèses sur le niveau d'endettement futur des plateformes.

s) Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables

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

i) Préparation des états financiers consolidés

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

ii) Transactions sous contrôle commun

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

iii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 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 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 éoliens et solaires et d'autres actifs 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 2030 à 2035 en Amérique du Nord, d'ici 2030 en Colombie et d'ici 2029 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. La vision à long terme d'Énergie Brookfield à l'égard de ses actifs d'énergie existants repose sur les taux d'actualisation requis pour favoriser la construction d'une nouvelle capacité de production, en fonction du profil technologique de la région considérée.

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 I), « 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.

Pour ce qui est des dérivés sur marchandises dont la valeur n'est pas observable, Énergie Brookfield formule des jugements sur les données d'entrée utilisées dans le modèle d'évaluation. Différentes données et hypothèses sont incorporées dans le modèle d'évaluation, notamment les prix à terme de l'électricité, les prix contractuels, les volumes contractuels et les taux d'actualisation. Les prix à terme de l'électricité sont fondés sur les cours cotés par les courtiers obtenus de sources indépendantes, les prix contractuels sont stipulés dans chacune des conventions distinctes, les volumes contractuels sont soit indiqués dans la convention, soit déterminés à partir de la production future des actifs de production d'électricité, et les taux d'actualisation sont établis 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 actifs de production d'électricité, selon le jugement de la direction.

v) Impôt différé

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

t) Modifications futures de méthodes comptables

IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir* (« IFRS 18 »)

En avril 2024, l'IASB a publié IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir*. IFRS 18 entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027, l'adoption anticipée étant permise. Cette nouvelle norme vise à améliorer la qualité de l'information financière en imposant la présentation dans l'état du résultat net de sous-totaux définis ainsi que la présentation d'informations sur les mesures de la performance définies par la direction et en introduisant de nouveaux principes en matière de regroupement et de ventilation des informations. Énergie Brookfield évalue actuellement l'incidence de cette norme sur la présentation et les informations à fournir.

Modifications d'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») et d'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir* (« IFRS 7 ») – Classement et évaluation des instruments financiers

Les modifications apportent des précisions sur les exigences relatives au moment de la comptabilisation et de la décomptabilisation des passifs financiers réglés au moyen d'un système de paiement électronique, donnent des directives supplémentaires en ce qui concerne l'appréciation des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers comportant des clauses conditionnelles et ajoutent des informations nouvelles ou modifiées concernant les placements dans des instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (« JVAERG ») et les instruments financiers comportant des clauses conditionnelles. Les modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2026. Énergie Brookfield a évalué l'incidence de ces modifications et n'a constaté aucune incidence importante.

Modifications d'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») et d'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir* (« IFRS 7 ») – Contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources naturelles

Les modifications ne s'appliquent qu'aux contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources naturelles et précisent l'application du critère « pour utilisation par l'entité » ainsi que l'utilisation de la comptabilité de couverture, et ajoutent de nouvelles obligations d'information quant à l'effet de ces contrats sur la performance financière et les flux de trésorerie de la société en commandite. Les modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2026. Énergie Brookfield a évalué l'incidence de ces modifications et n'a constaté aucune incidence importante.

Il n'y a à l'heure actuelle aucune modification future aux normes IFRS de comptabilité susceptible d'avoir une incidence importante 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 2025 :

	Territoire de constitution	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. ¹	Colombie	99,7
TerraForm Power Parent, LLC ¹	Delaware	100
Neoen S.A.S. ¹	France	100
Geronimo Power Holdings, LLC ¹	Delaware	100

¹⁾ Contrôle des votes détenus, en totalité ou en partie, aux termes de conventions de vote conclues avec Brookfield et des coinvestisseurs.

3. ACQUISITIONS

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

Geronimo Power

Le 29 mai 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % dans une société pleinement intégrée se spécialisant dans le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis en contrepartie d'un montant de 1,4 milliard \$ (montant net de 299 millions \$ pour Énergie Brookfield). Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 10 millions \$ et ont été comptabilisés au poste Divers dans les comptes consolidés de résultat.

Au 31 décembre 2025, la répartition provisoire du prix d'acquisition à la juste valeur à l'égard de ces acquisitions était la suivante :

(EN MILLIONS)	Geronimo Power
Trésorerie et équivalents de trésorerie	84 \$
Créances clients et autres actifs courants.....	5
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	527
Actifs liés à des instruments financiers ¹	112
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	919
Montants à recevoir de parties liées.....	507
Autres actifs non courants	136
Dettes fournisseurs et autres créditeurs.....	(220)
Passifs liés à des instruments financiers ¹	(36)
Emprunts sans recours ¹	(676)
Provisions	(19)
Autres passifs non courants	(1)
Juste valeur des actifs nets acquis.....	1 338
Goodwill.....	71
Prix d'acquisition	1 409 \$

¹⁾ Comprennent les soldes courants et non courants.

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.

Partenariat d'énergie solaire en Colombie

Le 6 août 2025, Isagen a investi 544 milliards COP (135 millions \$) (montant net de 125 milliards COP (30 millions \$) pour Énergie Brookfield) dans un actif solaire destiné aux réseaux publics au moyen d'un partenariat stratégique avec un exploitant et promoteur de centrales d'énergie renouvelable en Amérique du Sud. Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, détient une participation d'environ 50 % dans le projet (participation nette de 19 % pour Énergie Brookfield).

Réalisées en 2024

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

Neoen

En décembre 2024, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 53 % conférant le contrôle de Neoen, promoteur mondial de projets d'énergie renouvelable de premier plan coté en bourse dont le siège social est établi en France, pour un produit de 3,2 milliards € (3,4 milliards \$) (montant net prévu de 258 millions € (269 millions \$) pour Énergie Brookfield) (l'« investissement initial »). Neoen détient des actifs d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie en exploitation et en construction d'une puissance de 8 GW et un portefeuille de projets en développement d'une puissance de 20 GW. À la suite de la clôture de l'investissement initial, le consortium a été tenu de procéder à une offre publique d'achat en trésorerie obligatoire pour les actions et les obligations convertibles restantes de Neoen, au même prix d'achat par action versé pour l'acquisition de la participation donnant le contrôle de 53 %.

En janvier 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a acquis 21 214 001 actions et 1 103 895 obligations convertibles supplémentaires de Neoen sur le marché libre, au cours de la période précédant l'offre publique, pour un montant de 901 millions € (926 millions \$) (montant net prévu de 72 millions € (74 millions \$) pour Énergie Brookfield). Compte tenu des achats effectués au cours de la période précédant l'offre publique, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, détenait une participation d'environ 67 %.

En mars 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'offre publique d'achat en trésorerie obligatoire, aux termes de laquelle un total de 46 084 401 actions et 2 578 731 obligations convertibles de Neoen ont été acquises en contrepartie de 2,3 milliards € (2,4 milliards \$) (montant net prévu de 182 millions € (194 millions \$) pour Énergie Brookfield). Compte tenu de l'offre publique d'achat en trésorerie obligatoire, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, détenait une participation d'environ 98 % au 31 mars 2025.

En avril 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a réalisé une procédure d'éviction visant l'acquisition des actions de Neoen qui avaient été exclues de l'offre, ce qui a eu pour résultat la radiation des titres de Neoen de la Bourse Euronext Paris. Compte tenu de la procédure d'éviction, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, détenait une participation de 100 % dans l'entreprise.

Les coûts de transaction liés à l'acquisition, y compris les droits de timbre découlant de l'atteinte des seuils de propriété établis dans certains territoires où Neoen exerce ses activités, ont totalisé 135 millions \$, dont 125 millions \$ ont été engagés en 2025. Ces coûts ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, la répartition du prix d'acquisition a été finalisée. Au 31 décembre 2024, l'incidence des ajustements apportés à la répartition du prix d'acquisition et à la répartition finale du prix d'acquisition à la juste valeur se présentait comme suit :

(EN MILLIONS)	Répartition provisoire du prix d'acquisition de Neoen	Ajustements apportés à la répartition du prix d'acquisition	Répartition finale du prix d'acquisition de Neoen
Trésorerie et équivalents de trésorerie	544 \$	31 \$	575 \$
Créances clients et autres actifs courants.....	341	(28)	313
Actifs détenus en vue de la vente.....	861	7	868
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	7 185	(186)	6 999
Actifs d'impôt différé	60	(13)	47
Actifs liés à des instruments financiers ¹	345	14	359
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	13	21
Autres actifs non courants	68	27	95
Dettes fournisseurs et autres créditeurs.....	(367)	2	(365)
Tranche courante des emprunts sans recours	(955)	(33)	(988)
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente.....	(340)	(29)	(369)
Passifs liés à des instruments financiers ¹	(101)	(115)	(216)
Emprunts sans recours	(3 656)	(37)	(3 693)
Passifs d'impôt différé	(423)	95	(328)
Provisions ¹	(156)	(28)	(184)
Autres passifs non courants	(499)	1	(498)
Juste valeur des actifs nets acquis.....	2 915 \$	(279) \$	2 636 \$
Participations ne donnant pas le contrôle.....	(3 005)	(54)	(3 059)
Goodwill.....	3 531	266	3 797
Prix d'acquisition.....	3 441 \$	(67) \$	3 374 \$

¹⁾ Comprennent les soldes courants et non courants.

Portefeuille éolien en Inde

Le 5 juillet 2024, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 74 % (participation nette de 15 % pour Énergie Brookfield) dans une entreprise d'énergie renouvelable commerciale et industrielle de premier plan située en Inde axée sur l'énergie éolienne et détenant des actifs en exploitation d'une puissance de 524 MW et un portefeuille d'actifs en développement d'une puissance de 2,75 GW. La structure de la transaction consiste en un paiement initial de 87 millions \$ (montant net de 17 millions \$ pour Énergie Brookfield) ainsi qu'une contrepartie sans effet de trésorerie de 45 millions \$ et elle offre des possibilités d'investissement ultérieur. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 2 millions \$ 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 se seraient élevés à 59 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Portefeuille de production décentralisée en Corée du Sud

Le 22 juillet 2024, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a réalisé l'acquisition d'une plateforme d'énergie renouvelable entièrement intégrée spécialisée dans la production décentralisée en Corée du Sud qui détient des actifs en exploitation et en construction d'une puissance de 103 MW ainsi qu'un portefeuille d'actifs en développement d'une puissance de 2,2 GW pour un montant initial de 23 milliards KRW (17 millions \$) et une contrepartie différée de 2 milliards KRW (2 millions \$) (montant net prévu de 5 milliards KRW (4 millions \$) pour Énergie Brookfield). Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 4 millions \$ 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 de production décentralisée en Corée du Sud se seraient élevés à 17 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, la répartition finale du prix d'acquisition à la juste valeur à l'égard de ces regroupements d'entreprises était la suivante :

(EN MILLIONS)	Portefeuille éolien en Inde ¹	Portefeuille de production décentralisée en Corée du Sud ¹	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 \$	6 \$	9 \$
Liquidités soumises à restrictions	—	—	—
Créances clients et autres actifs courants	18	7	25
Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente	—	—	—
Immobilisations corporelles à la juste valeur	154	100	254
Actif d'impôt différé	—	—	—
Actifs liés aux instruments financiers ²	—	—	—
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—
Autres actifs non courants	1	—	1
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(3)	(10)	(13)
Tranche courante des emprunts sans recours	(13)	(1)	(14)
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	—	—	—
Passifs liés aux instruments financiers ²	—	—	—
Emprunts sans recours	(28)	(83)	(111)
Passifs d'impôt différé	(13)	(1)	(14)
Provisions ²	—	—	—
Autres passifs non courants	(1)	—	(1)
Juste valeur des actifs nets acquis	118	18	136
Participations ne donnant pas le contrôle	(7)	(3)	(10)
Goodwill	21	4	25
Prix d'acquisition	132 \$	19 \$	151 \$

¹⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la répartition du prix d'acquisition a été finalisée et aucun changement important n'a été apporté à la répartition du prix d'acquisition au 31 décembre 2024, telle qu'elle est présentée dans le rapport annuel de 2024.

²⁾ Comprennent les soldes courants et non courants.

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.

Portefeuille éolien au Royaume-Uni

En décembre 2024, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu un partenariat avec un chef de file mondial dans le développement d'énergie éolienne en mer en vue d'acquérir une participation de 12 % dans un portefeuille d'actifs en exploitation au Royaume-Uni d'une capacité d'environ 3,5 GW en contrepartie de 1,7 milliard £ (2,2 milliards \$) (montant net de 444 millions £ (565 millions \$) pour Énergie Brookfield). Énergie Brookfield a inscrit une participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence pour son apport en capitaux propres de 110 millions £ (138 millions \$), soit une participation d'environ 3 %.

Portefeuille éolien en Chine

En novembre 2024, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a investi 53 millions \$ (montant net de 11 millions \$ pour Énergie Brookfield) afin d'acquérir une participation de 49 % dans une coentreprise tripartite détenant un portefeuille éolien d'une puissance de 600 MW.

Portefeuille de production décentralisée au Royaume-Uni

En novembre 2024, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels et un tiers, a acquis une participation de 100 % dans un promoteur de production d'actifs de production décentralisée de premier plan établi au Royaume-Uni détenant des actifs en exploitation d'une puissance de 200 MW et un portefeuille de projets en développement d'une puissance de 450 MW en contrepartie de 126 millions £ (160 millions \$) (montant net de 25 millions £ (32 millions \$) pour Énergie Brookfield). Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, détient une participation financière de 67 % (participation nette de 13 % pour Énergie Brookfield).

Portefeuille d'électrocarburants aux États-Unis

En décembre 2024, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 67 % dans une usine d'électrocarburants aux États-Unis qui sera en mesure de produire 500 barils par jour (« bpj »), en contrepartie de 45 millions \$ (montant net de 9 millions \$ pour Énergie Brookfield).

Réalisées en 2023

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

Portefeuille éolien au Brésil

Le 3 mars 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation au Brésil d'une puissance de 136 MW. Le prix total de cette acquisition s'est élevé à 95 millions \$ (montant net d'environ 24 millions \$ pour Énergie Brookfield), composé de la contrepartie versée à la clôture, y compris les ajustements du fonds de roulement et de clôture de 90 millions \$ (montant net d'environ 23 millions \$ pour Énergie Brookfield), et d'une contrepartie différée de 5 millions \$ (montant net d'environ 1 million \$ pour Énergie Brookfield). La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à environ 25 %. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé moins de 1 million \$ 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 éolien au Brésil se seraient élevés à 24 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Production décentralisée au Brésil

Le 4 mai 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 90 % dans une plateforme de production décentralisée détenant un portefeuille de projets en développement d'une puissance d'environ 730 MW. Le prix de cette acquisition s'élève à 4 millions \$ (montant net d'environ 1 million \$ pour Énergie Brookfield), la juste valeur des actifs acquis s'élevant à 5 millions \$ et les passifs pris en charge, à 1 million \$. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à environ 20 %.

Portefeuille d'énergies renouvelables aux États-Unis

Le 25 octobre 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % dans une société pleinement intégrée se spécialisant dans le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis, qui dispose d'actifs en exploitation et en construction d'une puissance de 5 900 MW et d'un portefeuille de développement d'une puissance de 6 100 MW en contrepartie de 1 083 millions \$ (montant net d'environ 308 millions \$ pour Énergie Brookfield) qui se compose d'une tranche de 565 millions \$ (montant net d'environ 161 millions \$ pour Énergie Brookfield) et d'une contrepartie différée de 518 millions \$ (montant net d'environ 147 millions \$ pour Énergie Brookfield). La valeur juste totale des actifs nets acquis, déduction faite des participations ne donnant pas le contrôle, s'est élevée à 1 453 millions \$. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 6 millions \$ (montant net d'environ 2 millions \$ pour Énergie Brookfield) 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 d'énergies renouvelables aux États-Unis se seraient élevés à 401 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Portefeuille éolien au Royaume-Uni

Le 14 décembre 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % dans un promoteur indépendant de premier plan de projets d'énergie renouvelable au Royaume-Uni détenant des actifs terrestres d'énergie éolienne d'une puissance de 260 MW, des projets en développement à très court terme d'une puissance de 800 MW et des projets à un stade avancé d'une puissance de 3 GW, pour un prix d'acquisition total de 489 millions £ (625 millions \$) (montant net de 232 millions £ (296 millions \$) pour Énergie Brookfield) composé de la contrepartie de clôture s'élevant à 477 millions £ (610 millions \$) (montant net de 226 millions £ (289 millions \$) pour Énergie Brookfield), et d'une contrepartie éventuelle de 12 millions £ (15 millions \$) (montant net de 6 millions £ (7 millions \$) pour Énergie Brookfield). Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 7 millions \$ (montant net d'environ 3 millions \$ pour Énergie Brookfield) 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 éolien au Royaume-Uni se seraient élevés à 100 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Au cours du troisième trimestre de 2024, la répartition du prix d'acquisition a été ajustée et, par conséquent, la répartition du prix d'acquisition au 31 décembre 2023 ne correspond pas aux chiffres présentés dans le rapport annuel de 2023. Les ajustements apportés à la répartition du prix d'acquisition ont entraîné une augmentation de 95 millions \$ du goodwill et une diminution correspondante de 127 millions \$ des immobilisations corporelles et de 32 millions \$ des passifs d'impôt différé.

Portefeuille d'énergies renouvelables en Inde

Le 22 avril 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a acquis une participation financière d'environ 7 % (participation nette de 1 % pour Énergie Brookfield) dans une plateforme de projets en développement d'énergie renouvelable commerciale et industrielle de premier plan en Inde qui détient un portefeuille d'actifs en exploitation et en développement d'une puissance de 4 500 MW en contrepartie de 2,5 milliards INR (30 millions \$) (montant net d'environ 500 millions INR (6 millions \$) pour Énergie Brookfield). La participation a été comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a souscrit des actions supplémentaires pour un montant global de 1,7 milliard INR (21 millions \$) (montant net d'environ 340 millions INR (4 millions \$) pour Énergie Brookfield).

Le 26 octobre 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a souscrit des actions additionnelles pour un montant de 9,8 milliards INR (118 millions \$) (montant net d'environ 2 milliards INR (24 millions \$) pour Énergie Brookfield). Cette souscription a fait passer la participation totale à environ 37,54 % (participation nette d'environ 7 % pour Énergie Brookfield) en contrepartie d'un montant global d'environ 168 millions \$ (montant net d'environ 34 millions \$ pour Énergie Brookfield) et procure à Énergie Brookfield le contrôle du conseil d'administration. Aux termes de la transaction, Énergie Brookfield a fait l'acquisition de la participation à une juste valeur totalisant 447 millions \$ à 100 %. Par conséquent, Énergie Brookfield a décomptabilisé l'investissement dans des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence qui existait déjà et a comptabilisé la transaction comme regroupement d'entreprises. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 2 millions \$ (montant net de moins de 1 million \$ pour Énergie Brookfield) 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 se seraient élevés à environ 108 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Au cours du troisième trimestre de 2024, la répartition du prix d'acquisition a été finalisée et, par conséquent, la répartition du prix d'acquisition au 31 décembre 2023 ne correspond pas aux chiffres présentés dans le rapport annuel de 2023. Les ajustements apportés à la répartition du prix d'acquisition ont entraîné une augmentation de 23 millions \$ du goodwill et une diminution correspondante de 28 millions \$ des immobilisations corporelles, de 3 millions \$ des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, de 3 millions \$ des autres actifs non courants et de 11 millions \$ des passifs d'impôt différé.

Portefeuille éolien au Brésil

Le 6 novembre 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation au Brésil d'une puissance de 60 MW, pour une contrepartie totale de 113 millions R\$ (23 millions \$) (montant net de 28 millions R\$ (6 millions \$) pour Énergie Brookfield). La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à environ 25 %. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé moins de 1 million \$ 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 éolien au Brésil se seraient élevés à 9 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Au 31 décembre 2023, la répartition finale du prix d'acquisition à la juste valeur à l'égard de ces regroupements d'entreprises était la suivante :

(EN MILLIONS)	Portefeuille éolien au Brésil	Portefeuille d'énergies renouvelables aux États-Unis ¹	Portefeuille d'énergies renouvelables en Inde ²	Portefeuille éolien au Brésil	Portefeuille éolien au Royaume-Uni ³	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	10 \$	88 \$	27 \$	1 \$	60 \$	186 \$
Liquidités soumises à restrictions	—	111	32	—	1	144
Créances clients et autres actifs courants	9	127	69	4	26	235
Immobilisations corporelles	130	4 005	823	40	868	5 866
Actif d'impôt différé	—	—	22	—	—	22
Actifs liés aux instruments financiers ⁴	—	38	—	—	8	46
Autres actifs non courants	—	54	5	—	—	59
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	19	54	36	5	—	114
Tranche courante des emprunts sans recours	(22)	(88)	(62)	(2)	(13)	(187)
Passifs directement liés à des actifs détenus en vue de la vente ⁴	(4)	(187)	(35)	(2)	(61)	(289)
Passifs liés à des instruments financiers ⁵	—	(1 036)	—	—	(65)	(1 101)
Emprunts sans recours	(45)	(902)	(581)	(17)	(236)	(1 781)
Passifs d'impôt différé	—	(37)	(37)	—	(119)	(193)
Provisions	(2)	(247)	—	—	(6)	(255)
Autres passifs non courants	—	(130)	(19)	(6)	(58)	(213)
Juste valeur des actifs nets acquis	95	1 850	280	23	405	2 653
Participations ne donnant pas le contrôle	—	(315)	(37)	—	(34)	(386)
Goodwill	—	—	204	—	254	458
Juste valeur totale des actifs nets acquis, compte tenu du goodwill, déduction faite des participations ne donnant pas le contrôle	95 \$	1 535 \$	447 \$	23 \$	625 \$	2 725 \$

¹⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, Énergie Brookfield a comptabilisé des ajustements à la répartition du prix d'acquisition d'un montant de 118 millions \$, lesquels ont été principalement apportés aux immobilisations corporelles, aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, aux passifs d'impôt différé, aux provisions, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux emprunts sans recours et aux passifs liés aux instruments financiers.

²⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, Énergie Brookfield a comptabilisé des ajustements à la répartition du prix d'acquisition d'un montant de 34 millions \$, lesquels ont été principalement apportés aux immobilisations corporelles, aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, aux autres actifs non courants, aux passifs d'impôt différé et au goodwill.

³⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, Énergie Brookfield a comptabilisé des ajustements à la répartition du prix d'acquisition d'un montant de 127 millions \$, lesquels ont été principalement apportés aux immobilisations corporelles, aux passifs d'impôt différé et au goodwill.

⁴⁾ Comprennent les soldes courants et non courants.

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.

Solutions agricoles durables en Inde

Le 16 février 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a acquis une participation financière d'environ 4 % dans une entreprise de solutions agricoles durables en Inde pour un montant de 7 milliards INR (86 millions \$) (montant net d'environ 1,4 milliard INR (17 millions \$) pour Énergie Brookfield).

X-Elio

Le 10 octobre 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition de la participation restante de 50 % dans X-Elio pour une contrepartie totale de 893 millions \$ (montant net de 76 millions \$ pour Énergie Brookfield pour une participation d'environ 4,2 %). Énergie Brookfield détient une participation financière d'environ 17 % dans ce placement et continue de comptabiliser sa participation à titre de placement mis en équivalence.

Westinghouse

Le 7 novembre 2023, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels, dans le cadre d'un partenariat stratégique avec Cameco Corporation, a fait l'acquisition de la totalité des actions de Westinghouse, l'une des plus importantes entreprises de services d'énergie nucléaire au monde, auprès de notre filiale Brookfield Business Partners L.P. et de ses partenaires institutionnels, en contrepartie de 4,37 milliards \$ (montant net de 442 millions \$ pour Énergie Brookfield). Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, possède une participation globale de 51 % (participation nette de 10,11 % pour Énergie Brookfield), et la participation de Cameco s'élève à 49 %.

Au cours du quatrième trimestre de 2024, Énergie Brookfield a accru sa participation dans l'entreprise, pour la faire passer d'environ 10,1 % à environ 10,8 % en contrepartie de 38 millions \$.

4. CESSIION D'ACTIFS

Coentreprise de production décentralisée en Chine

Le 15 janvier 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a procédé à une distribution en nature d'actifs de production décentralisée d'une puissance d'environ 1 020 MW provenant de sa coentreprise en Chine. Environ 480 MW ont été distribués au partenaire de la coentreprise, ce qui a entraîné une réduction de la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence de la Société, et environ 540 MW ont été distribués à Énergie Brookfield et comptabilisés à titre d'acquisition d'actifs (se reporter à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », pour de plus amples renseignements). La dissolution de la coentreprise devrait avoir lieu en 2026.

Portefeuille d'énergies renouvelables en Inde

Le 28 février 2025 et le 23 avril 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille d'actifs d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Inde d'une puissance de 1 004 MW, pour un produit d'environ 16,5 milliards INR (188 millions \$) (montant net de 4,6 milliards INR (52 millions \$) pour Énergie Brookfield). Par suite de cette cession, Énergie Brookfield a décomptabilisé de l'état consolidé de la situation financière un actif total de 566 millions \$ et un passif total de 378 millions \$. Par conséquent, le cumul des autres éléments du résultat global sur l'écart de conversion de 20 millions \$ (montant net de 6 millions \$ pour Énergie Brookfield), auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé au poste Divers dans les comptes consolidés de résultat. Les coûts de transaction et l'impôt connexe totalisant 8 millions \$ (montant net de 2 millions \$ pour Énergie Brookfield) ont été comptabilisés au poste Divers dans les comptes consolidés de résultat. L'écart de réévaluation cumulé après impôts de 117 millions \$ (montant net de 33 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui était auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé directement dans les capitaux propres et a été présenté dans le poste Cessions des états consolidés des variations des capitaux propres.

Portefeuille de stockage par pompage en Europe

Le 25 mars 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 25 % dans une centrale de stockage par pompage en Europe d'une puissance de 2,2 GW, pour un produit d'environ 280 millions £ (361 millions \$) (montant net de 80 millions £ (105 millions \$) pour Énergie Brookfield). Par suite de la cession, Énergie Brookfield a décomptabilisé de l'état consolidé de la situation financière un actif total de 604 millions \$ et un passif total de 317 millions \$. La vente s'est traduite par un profit sur cession de 73 millions \$ (montant net de 22 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui a été comptabilisé au poste Autres produits dans les comptes consolidés de résultat. Le cumul des autres éléments du résultat global sur l'écart de conversion de 16 millions \$ (montant net de 5 millions \$ pour Énergie Brookfield), auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé au poste Autres produits dans les comptes consolidés de résultat. Par suite de cette cession, l'écart de réévaluation cumulé après impôts de 187 millions \$ (montant net de 53 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui était auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé directement dans les capitaux propres et présenté au poste Cessions des états consolidés des variations des capitaux propres.

Portefeuille éolien aux États-Unis

Le 4 juin 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 25 % dans un portefeuille d'actifs éoliens aux États-Unis d'une puissance de 845 MW, pour un produit d'environ 206 millions \$ (montant net de 52 millions \$ pour Énergie Brookfield). À la clôture de la vente, Énergie Brookfield n'exerçait plus de contrôle sur cette participation. Par suite de cette cession, Énergie Brookfield a décomptabilisé de l'état consolidé de la situation financière un actif total de 2,0 milliards \$ ainsi qu'un passif total de 1,2 milliard \$, et a comptabilisé à la juste valeur sa participation restante à titre de placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. La vente s'est traduite par une perte sur cession, déduction faite des coûts de transaction et des produits des frais liés au prélèvement différé de 8 millions \$ (montant net de 1 million \$ pour Énergie Brookfield), comptabilisée au poste Divers dans les comptes consolidés de résultat. Par suite de cette cession, l'écart de réévaluation cumulé après impôts de 95 millions \$ (montant net de 24 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui était auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé directement dans les capitaux propres et présenté au poste Cession des états consolidés des variations des capitaux propres.

Portefeuille d'énergies renouvelables en Australie

Le 1^{er} août 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille en Australie d'une puissance de 650 MW comportant des projets d'énergie éolienne, d'énergie solaire et de stockage par batteries en exploitation et en construction, pour un produit d'environ 830 millions \$ AU (533 millions \$) (montant net de 76 millions \$ AU (49 millions \$) pour Énergie Brookfield). Le portefeuille faisait déjà l'objet d'une convention d'achat et de vente qui avait été conclue avant qu'Énergie Brookfield n'acquière Neoen. Par suite de cette cession, Énergie Brookfield a décomptabilisé de l'état consolidé de la situation financière un actif total de 760 millions \$ et un passif total de 227 millions \$. Le cumul des autres éléments du résultat global sur l'écart de conversion de 39 millions \$ (montant net de 4 millions \$ pour Énergie Brookfield), auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé au poste Perte (profit) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

Plateforme d'énergies renouvelables en Inde

Le 14 août 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a reconstitué le conseil d'administration d'une plateforme d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde, après quoi Énergie Brookfield a cessé d'exercer un contrôle sur cette plateforme. La reconstitution du conseil d'administration a été entreprise afin de faciliter un premier appel public à l'épargne par actions proposé par la plateforme. Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a investi un montant de 266 millions \$ dans la plateforme depuis l'investissement initial, pour acquérir une participation d'environ 48 %. À la suite de la vente d'une participation de 6 % et de la perte de contrôle, Énergie Brookfield a décomptabilisé de l'état consolidé de la situation financière un actif total de 2 086 millions \$ et un passif total de 1 423 millions \$ et y a comptabilisé un montant de 470 millions \$ à la juste valeur sa participation restante de 42 % dans la plateforme à titre de placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. Par conséquent, un profit de 217 millions \$ a été comptabilisé au poste Autres produits dans le compte consolidé de résultat. La tranche après impôt d'Énergie Brookfield de l'écart de réévaluation cumulé de 100 millions \$ (montant net de 8 millions \$ pour Énergie Brookfield), auparavant classée dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassée directement dans les capitaux propres et a été présentée au poste Cessions dans les états consolidés des variations des capitaux propres. Le cumul des autres éléments du résultat global de 88 millions \$ (montant net de 8 millions \$ pour Énergie Brookfield) attribuable à une perte liée à la valeur de marché sans effet de trésorerie des CAÉ comptabilisées selon IFRS 9 et l'écart de conversion ont été reclassés au poste Perte (profit) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

Portefeuille éolien en Australie

Le 14 novembre 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille de projets d'énergie éolienne en Australie d'une puissance de 315 MW, pour un produit d'environ 258 millions \$ AU (172 millions \$) (montant net de 24 millions \$ AU (16 millions \$) pour Énergie Brookfield). Par suite de cette cession, Énergie Brookfield a décomptabilisé de l'état consolidé de la situation financière un actif total de 580 millions \$ et un passif total de 421 millions \$. La vente s'est traduite par un profit sur cession de 52 millions \$ (montant net de 5 millions \$ pour Énergie Brookfield) qui a été présentée au poste Autres produits dans les comptes consolidés de résultat. Par suite de cette cession, l'écart de réévaluation cumulé après impôts de 86 millions \$ (montant net de 8 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui était auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé directement dans les capitaux propres et présenté au poste Cessions des états consolidés des variations des capitaux propres. Le cumul des autres éléments du résultat global sur l'écart de conversion de 6 millions \$ (montant net de 1 million \$ pour Énergie Brookfield), auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé au poste Perte (profit) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

Portefeuille de production décentralisée international

Le 18 décembre 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 50 % dans un portefeuille de production décentralisée international d'une puissance de 200 MW. Un produit d'environ 59 millions € (69 millions \$) (montant net de 12 millions € (14 millions \$) pour Énergie Brookfield) tiré de la transaction a été affecté directement à l'acquisition d'un portefeuille d'actifs de production décentralisée en exploitation en Espagne d'une puissance de 200 MW. Se reporter à la note 5, « Actifs détenus en vue de la vente », et à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », pour de plus amples renseignements. Par suite de cette cession, Énergie Brookfield a décomptabilisé de l'état consolidé de la situation financière un actif total de 67 millions \$. L'écart de réévaluation cumulé après impôts de 17 millions \$ (montant net de 3 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui était auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé directement dans les capitaux propres et a été présenté au poste Cessions dans les états consolidés des variations des capitaux propres.

Portefeuille d'énergies renouvelables en France

Le 23 décembre 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille d'actifs solaires et d'actifs éoliens en France d'une puissance de 760 MW, pour un produit d'environ 234 millions € (273 millions \$) (montant net de 21 millions € (24 millions \$) pour Énergie Brookfield). Par suite de la cession, Énergie Brookfield a décomptabilisé de l'état consolidé de la situation financière un actif total de 1,3 milliard \$ et un passif total de 983 millions \$. Le cumul des autres éléments du résultat global sur l'écart de conversion de 27 millions \$ (montant net de 2 millions \$ pour Énergie Brookfield), auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé au poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat. L'écart de réévaluation cumulé après impôts de 59 millions \$ (montant net de 5 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui était auparavant classé dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassé directement dans les capitaux propres et présenté au poste Cessions des états consolidés des variations des capitaux propres.

Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis

Le 30 décembre 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs de production décentralisée en exploitation de 1,5 GW et d'une participation de 47 % dans une plateforme de production décentralisée en développement de 2,3 GW aux États-Unis, pour un produit d'environ 1,4 milliard \$, déduction faite des coûts de transaction, (montant net de 537 millions \$ pour Énergie Brookfield). Par suite de cette cession, Énergie Brookfield a décomptabilisé de l'état consolidé de la situation financière un actif total de 4 188 millions \$ ainsi qu'un passif total de 2 561 millions \$, et y a comptabilisé à la juste valeur sa participation restante de 53 % dans la plateforme en développement à titre de placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. Se reporter à la note 20, « Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence », pour de plus amples renseignements. La vente s'est traduite par un profit sur cession de 267 millions \$ (montant net de 67 millions \$ pour Énergie Brookfield) qui a été présenté au poste Autres produits dans les comptes consolidés de résultat. La tranche de l'écart de réévaluation cumulé après impôt de 298 millions \$ (montant net de 104 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui était auparavant classée dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassée directement dans les capitaux propres et présentée au poste Cession des états consolidés des variations des capitaux propres.

Les informations financières résumées aux cessions se présentent comme suit :

(EN MILLIONS)	Produits, déduction faite des coûts de transaction	Valeur comptable des actifs cédés	Valeur comptable des passifs cédés	Profit (perte) sur cession ¹	Écart de réévaluation cumulé après impôt	Montant net pour Énergie Brookfield du profit (perte) sur cession)	Montant net pour Énergie Brookfield de l'écart de réévaluation cumulé après impôt
Portefeuille d'énergies renouvelables en Inde	183 \$	566 \$	378 \$	20 \$	117 \$	6 \$	33 \$
Portefeuille de stockage par pompage en Europe	350	604	317	89	187	27	53
Portefeuille éolien aux États-Unis	195	2 000	1 200	(8)	95	(1)	24
Portefeuille d'énergies renouvelables en Australie	527	760	227	39	—	4	—
Plateforme d'énergies renouvelables en Inde	—	2 086	1 423	129	100	11	8
Portefeuille éolien en Australie	172	580	421	58	86	9	8
Portefeuille d'énergies renouvelables en France	269	1 300	983	27	59	2	5
Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis	1 400	4 188	2 561	267	298	67	104
Total	3 096 \$	12 084 \$	7 510 \$	621 \$	942 \$	125 \$	235 \$

¹⁾ Comprend les montants du cumul des autres éléments du résultat global reclassés dans les comptes consolidés de résultat.

5. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Au 31 décembre 2025, les actifs détenus en vue de la vente se composaient des éléments suivants :

Actif solaire en Inde

Au cours du premier trimestre de 2025, un actif solaire en construction en Inde d'une puissance de 633 MW faisant l'objet d'un contrat de vente, pour un produit d'environ 10,6 milliards INR (120 millions \$) (montant net de 2,7 milliards INR (30 millions \$) pour Énergie Brookfield) a satisfait aux critères de classement d'IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*. Au 31 décembre 2025, cet actif était assorti d'un écart de réévaluation cumulé après impôt de 40 millions \$ (montant net de 10 millions \$ pour Énergie Brookfield) qui sera reclassé dans les capitaux propres au moment de la cession.

Portefeuille hydroélectrique aux États-Unis

Au cours du troisième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu de vendre un portefeuille d'actifs hydroélectriques en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 45 MW, pour un produit d'environ 125 millions \$ (montant net de 51 millions \$ pour Énergie Brookfield). Au 31 décembre 2025, ces actifs étaient assortis d'un écart de réévaluation cumulé après impôt de 64 millions \$ (montant net de 24 millions \$ pour Énergie Brookfield) qui sera reclassé dans les capitaux propres au moment de la cession.

Portefeuille d'énergie solaire aux États-Unis

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu de vendre un portefeuille d'actifs solaires en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 833 MW, pour un produit d'environ 412 millions \$ (montant net de 115 millions \$ pour Énergie Brookfield). Au 31 décembre 2025, ces actifs étaient assortis d'un écart de réévaluation cumulé après impôt de 184 millions \$ (montant net de 46 millions \$ pour Énergie Brookfield) qui sera reclassé dans les capitaux propres au moment de la cession.

Portefeuille de production décentralisée en Espagne

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu d'investir sa participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs de production décentralisée en Espagne d'une puissance de 200 MW, dont la juste valeur est d'environ 116 millions € (136 millions \$), soit l'équivalent de la contrepartie versée, dans une coentreprise de production décentralisée au Royaume-Uni, ce qui lui conférera une participation supplémentaire de 16 %.

Portefeuille d'énergies renouvelables aux États-Unis

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu de vendre un portefeuille d'actifs éoliens et solaires en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 2,3 GW, pour un produit d'environ 1,3 milliard \$ (montant net de 316 millions \$ pour Énergie Brookfield). Au 31 décembre 2025, ces actifs étaient assortis d'un écart de réévaluation cumulé après impôt de 87 millions \$ (montant net de 20 millions \$ pour Énergie Brookfield).

Portefeuille éolien au Royaume-Uni

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation au Royaume-Uni d'une puissance de 73 MW, pour un produit d'environ 61 millions £ (82 millions \$) (montant net de 16 millions £ (21 millions \$) pour Énergie Brookfield). Au 31 décembre 2025, ces actifs étaient assortis d'un écart de réévaluation cumulé après impôt de 15 millions \$ (montant net de 4 millions \$ pour Énergie Brookfield).

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

(EN MILLIONS)	Portefeuille d'énergie solaire aux États-Unis	Portefeuille de production décentralisée en Espagne	Portefeuille d'énergies renouvelables aux États-Unis	Divers	2025	2024
Actif						
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	— \$	23 \$	50 \$	6 \$	79 \$	48 \$
Liquidités soumises à restrictions	34	—	51	3	88	14
Créances clients et autres actifs courants	22	31	23	18	94	51
Actifs liés à des instruments financiers	4	—	155	1	160	37
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	421
Immobilisations corporelles à la juste valeur	880	236	3 883	583	5 582	1 343
Actifs d'impôt différé	—	—	—	—	—	9
Autres actifs non courants.....	—	108	31	—	139	126
Actifs détenus en vue de la vente	940 \$	398 \$	4 193 \$	611 \$	6 142 \$	2 049 \$
Passif						
Passifs courants	5 \$	19 \$	68 \$	7 \$	99 \$	57 \$
Emprunts sans recours	398	181	1 548	232	2 359	797
Passifs liés à des instruments financiers.....	2	—	1 091	2	1 095	3
Passifs d'impôt différé	—	20	—	53	73	131
Provisions	84	—	116	3	203	10
Autres passifs non courants	55	—	118	19	192	38
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	544 \$	220 \$	2 941 \$	316 \$	4 021 \$	1 036 \$

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

6. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

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

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

a) Risque de marché

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

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

i) Risque de prix de l'électricité

Énergie Brookfield vise à vendre de l'électricité en vertu de contrats à long terme afin d'assurer la stabilité des prix et de réduire son exposition aux marchés de gros. Le risque de prix de l'électricité est lié à la vente de sa part de production non régie par contrat et est réduit grâce à des contrats d'énergie dérivés à court terme. Le risque de prix de l'électricité est défini aux présentes comme étant 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.

L'incidence d'une variation de 5 % du prix de l'électricité du marché sur des contrats d'énergie dérivés en cours et des CAÉ selon IFRS 9 pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net ¹			Incidence sur les autres éléments du résultat global ¹		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Augmentation de 5 %	(67) \$	(41) \$	(62) \$	(170) \$	(176) \$	(23) \$
Diminution de 5 %	67	47	62	170	176	23

¹⁾ 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 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 ¹			Incidence sur les autres éléments du résultat global ¹		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Augmentation de 5 %	142 \$	177 \$	29 \$	293 \$	327 \$	307 \$
Diminution de 5 %	(142)	(177)	(29)	(293)	(327)	(307)

¹⁾ 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 la dette à taux variable, laquelle se limite à certains emprunts sans recours dont la valeur totale du capital s'élevait à 19 080 millions \$ (12 679 millions \$ en 2024). Sur ce montant en capital, le taux d'intérêt d'une tranche de 7 736 millions \$ (3 985 millions \$ en 2024) 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.

L'incidence 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 ¹			Incidence sur les autres éléments du résultat global ¹		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Augmentation de 1 %	81 \$	251 \$	(129) \$	210 \$	138 \$	148 \$
Diminution de 1 %	(101)	(292)	130	(220)	(150)	(156)

¹⁾ 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. Se reporter à la note 23, « Créances clients et autres actifs courants », pour de plus amples renseignements sur le solde des créances clients d'Énergie Brookfield.

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

(EN MILLIONS)	2025	2024
Créances clients et autres créances à court terme	1 583 \$	1 141 \$
Créances à long terme	495	396
Actifs liés aux instruments financiers ¹	867	823
Montants à recevoir de parties liées ¹	956	881
Actifs sur contrat ¹	283	315
	4 184 \$	3 556 \$

¹⁾ 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. Se reporter à la note 14, « Emprunts », pour de plus amples renseignements sur la tranche non utilisée des facilités de crédit. 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.

AU 31 DÉCEMBRE 2025
(EN MILLIONS)

	Moins de 1 an	De 1 an à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs.....	2 246 \$	— \$	— \$	2 246 \$
Passifs liés à des instruments financiers ¹	484	755	1 067	2 306
Montants à payer à des parties liées.....	7 071	693	—	7 764
Obligations locatives ¹	53	178	674	905
Emprunts de la société mère ¹	—	1 056	2 459	3 515
Emprunts sans recours ¹	7 384	13 682	10 489	31 555
Intérêts à payer sur les emprunts ²	1 869	5 417	7 501	14 787
Total.....	19 107 \$	21 781 \$	22 190 \$	63 078 \$

AU 31 DÉCEMBRE 2024
(EN MILLIONS)

	Moins de 1 an	De 1 an à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs.....	2 104 \$	— \$	— \$	2 104 \$
Passifs liés à des instruments financiers ¹	317	822	1 815	2 954
Montants à payer à des parties liées.....	4 855	592	—	5 447
Obligations locatives ¹	49	221	888	1 158
Emprunts de la société mère ¹	278	678	2 191	3 147
Emprunts sans recours ¹	5 005	12 997	12 902	30 904
Intérêts à payer sur les emprunts ²	1 785	5 214	5 766	12 765
Total.....	14 393 \$	20 524 \$	23 562 \$	58 479 \$

¹⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

²⁾ Correspondent au total des intérêts prévus à payer 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 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 des 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 des 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 passifs d’Énergie Brookfield, y compris les contrats d’énergie dérivés, les CAÉ selon IFRS 9, les swaps de taux d’intérêt, les swaps de change et les passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux évalués et présentés à la juste valeur classés selon la hiérarchie des justes valeurs :

(EN MILLIONS)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	2025	2024
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 093 \$	— \$	— \$	2 093 \$	3 135 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	368	—	—	368	463
Actifs liés à des instruments financiers ¹					
CAÉ selon IFRS 9	—	—	452	452	170
Contrats d’énergie dérivés	—	111	—	111	71
Swaps de taux d’intérêt.....	—	267	—	267	393
Swaps de change.....	—	37	—	37	189
Financements donnant droit à des avantages fiscaux.....	—	—	120	120	94
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres ²	—	44	3 380	3 424	1 939
Immobilisations corporelles	—	—	70 456	70 456	73 475
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers ¹					
CAÉ selon IFRS 9	—	(34)	(754)	(788)	(1 025)
Contrats d’énergie dérivés	—	(154)	—	(154)	(109)
Swaps de taux d’intérêt.....	—	(131)	—	(131)	(109)
Swaps de change.....	—	(427)	—	(427)	(58)
Financements donnant droit à des avantages fiscaux.....	—	—	(968)	(968)	(2 125)
Contrepartie éventuelle ³	—	—	(96)	(96)	(61)
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Emprunts de la société mère ¹	(3 492)	(194)	—	(3 686)	(3 801)
Emprunts sans recours ^{1, 4}	(2 009)	(29 531)	—	(31 540)	(30 662)
Total.....	(3 040) \$	(30 012) \$	72 590 \$	39 538 \$	41 979 \$

¹⁾ Comprennent le montant courant et le montant non courant.

²⁾ Ne tiennent pas compte de placements dans des titres de créance d’un montant de 341 millions \$ (566 millions \$ en 2024) évalués au coût amorti.

³⁾ Se rapporte aux regroupements d’entreprises et aux acquisitions d’actifs effectués entre 2022 et 2025 comportant des obligations venant à échéance entre 2026 et 2027.

⁴⁾ Au cours de l’exercice clos le 31 décembre 2025, un montant de 182 millions \$ (néant en 2024) a été transféré du niveau 2 au niveau 1.

Information sur les instruments financiers

Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés et le solde net est présenté à l'état consolidé de la situation financière lorsqu'Énergie Brookfield dispose du droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément. Le tableau suivant présente le montant total des positions nettes en instruments financiers d'Énergie Brookfield aux 31 décembre :

	Actifs liés à des instruments financiers					Passifs liés à des instruments financiers			
	Instruments non désignés comme couvertures					Instruments non désignés comme couvertures			Actifs (passifs) nets
(EN MILLIONS)	Instruments désignés comme couvertures	Juste valeur par le biais du résultat net	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	Coût amorti	Total	Instruments désignés comme couvertures	Juste valeur par le biais du résultat net	Total	
CAÉ selon IFRS 9.....	25 \$	145 \$	— \$	— \$	170 \$	(850) \$	(175) \$	(1 025) \$	(855) \$
Contrats d'énergie dérivés.....	3	68	—	—	71	(4)	(105)	(109)	(38)
Swaps de taux d'intérêt.....	164	229	—	—	393	(15)	(94)	(109)	284
Swaps de change.....	116	73	—	—	189	(49)	(9)	(58)	131
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres	—	1 802	137	566	2 505	—	—	—	2 505
Financements donnant droit à des avantages fiscaux	—	94	—	—	94	—	(2 125)	(2 125)	(2 031)
Solde au 31 décembre 2024	308 \$	2 411 \$	137 \$	566 \$	3 422 \$	(918) \$	(2 508) \$	(3 426) \$	(4) \$
Moins : tranche courante.....					(368)			636	268
Tranche non courante.....					3 054 \$			(2 790) \$	264 \$
CAÉ selon IFRS 9.....	363 \$	89 \$	— \$	— \$	452 \$	(479) \$	(309) \$	(788) \$	(336) \$
Contrats d'énergie dérivés.....	—	111	—	—	111	(19)	(135)	(154)	(43)
Swaps de taux d'intérêt.....	45	222	—	—	267	(65)	(66)	(131)	136
Swaps de change.....	31	6	—	—	37	(304)	(123)	(427)	(390)
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres	—	2 254	1 170	341	3 765	—	—	—	3 765
Financements donnant droit à des avantages fiscaux	—	120	—	—	120	—	(968)	(968)	(848)
Solde au 31 décembre 2025	439 \$	2 802 \$	1 170 \$	341 \$	4 752 \$	(867) \$	(1 601) \$	(2 468) \$	2 284 \$
Moins : tranche courante.....					(357)			670	313
Tranche non courante.....					4 395 \$			(1 798) \$	2 597 \$

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

(EN MILLIONS)	Solde au 31 décembre 2024 de l'actif (du passif)	Variations de la juste valeur comptabilisées dans les autres éléments du résultat global ¹	Variations de la juste valeur (inefficacité de la couverture) ²	Variations de la juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat net ²	Montants des autres éléments du résultat global reclassés en résultat	Acquisitions, cessions, règlements et autres	Profit (perte) de change	Solde au 31 décembre 2025 de l'actif (du passif)
CAÉ selon IFRS 9 ³	(855) \$	(51) \$	(15) \$	18 \$	121 \$	446 \$	— \$	(336) \$
Contrats d'énergie dérivés.....	(38)	(29)	(8)	65	7	(40)	—	(43)
Swaps de taux d'intérêt.....	284	(49)	(1)	87	(18)	(173)	6	136
Swaps de change.....	131	(614)	—	(214)	—	307	—	(390)
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres ⁴	2 505	5	—	256	—	944	55	3 765
Financements donnant droit à des avantages fiscaux.....	(2 031)	—	—	841	—	342	—	(848)
	<u>(4) \$</u>	<u>(738) \$</u>	<u>(24) \$</u>	<u>1 053 \$</u>	<u>110 \$</u>	<u>1 826 \$</u>	<u>61 \$</u>	<u>2 284 \$</u>

¹⁾ Montants comptabilisés aux postes « Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence », « Profits (pertes) de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie » et « Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'investissement net » dans les états consolidés du résultat global.

²⁾ Montants comptabilisés aux postes « Profit (perte) de change et sur les instruments financiers » dans les états consolidés du résultat, compte non tenu des profits et des pertes comptabilisés en raison de l'écart de conversion.

³⁾ Conventions d'achat d'électricité de niveau 3 qui sont comptabilisées à titre de contrats d'énergie dérivés désignés comme couvertures ou non désignés comme couvertures.

⁴⁾ Comprend des placements dans des titres de créance d'un montant de 341 millions \$ évalués au coût amorti.

(EN MILLIONS)	Solde au 31 décembre 2023 de l'actif (du passif)	Variations de la juste valeur comptabilisées dans les autres éléments du résultat global ¹	Variations de la juste valeur (inefficacité de la couverture) ²	Variations de la juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat net ²	Montants des autres éléments du résultat global reclassés en résultat	Acquisitions, règlements et autres	Profit (perte) de change	Solde au 31 décembre 2024 de l'actif (du passif)
CAÉ selon IFRS 9 ³	(748) \$	(297) \$	4 \$	68 \$	(1) \$	121 \$	(2) \$	(855) \$
Contrats d'énergie dérivés.....	8	(3)	—	30	(94)	21	—	(38)
Swaps de taux d'intérêt.....	128	25	—	29	39	66	(3)	284
Swaps de change.....	(326)	221	—	176	—	60	—	131
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres ⁴	1 540	4	—	192	—	784	(15)	2 505
Financements donnant droit à des avantages fiscaux.....	(1 755)	—	—	512	—	(788)	—	(2 031)
	<u>(1 153) \$</u>	<u>(50) \$</u>	<u>4 \$</u>	<u>1 007 \$</u>	<u>(56) \$</u>	<u>264 \$</u>	<u>(20) \$</u>	<u>(4) \$</u>

¹⁾ Montants comptabilisés aux postes « Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence », « Profits (pertes) de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie » et « Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'investissement net » dans les états consolidés du résultat global.

²⁾ Montants comptabilisés aux postes « Profit (perte) de change et sur les instruments financiers » dans les états consolidés du résultat, compte non tenu des profits et des pertes comptabilisés en raison de l'écart de conversion.

³⁾ Conventions d'achat d'électricité de niveau 3 qui sont comptabilisées à titre de contrats d'énergie dérivés désignés comme couvertures ou non désignés comme couvertures.

⁴⁾ Comprend des placements dans des titres de créance d'un montant de 566 millions \$ évalués au coût amorti.

a) 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 certains actifs de production d'électricité. 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 à des 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 créance et titres de capitaux propres

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

c) Contrats d'énergie dérivés et CAÉ selon IFRS 9

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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, des pertes de 128 millions \$ liées aux contrats d'énergie dérivés, qui étaient auparavant classées dans les autres éléments du résultat global, ont été réalisées et reclassées dans les comptes consolidés de résultat (profits de 94 millions \$ en 2024 et profits de 119 millions \$ en 2023).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2025, des pertes latentes de 7 millions \$ (pertes de 9 millions \$ en 2024 et pertes de 49 millions \$ en 2023), qui ont été comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre de contrats d'énergie dérivés, devraient être réglées ou reclassées en résultat au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des prix du marché.

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

Contrats d'énergie dérivés et CAÉ selon IFRS 9	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Valeur comptable ((passif)/actif)	(135) \$	(826) \$
Montant notionnel (GWh)	144 899	122 862
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice (\$/MWh)	42	44
Dates d'échéance	2026-2052	2025-2051
Ratio de couverture	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur	(111)	(284)
Variation de la valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture	(135)	(308)

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 au titre des contrats d'énergie dérivés (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se sont élevées à 25 millions \$ (10 millions \$ en 2024 et néant en 2023).

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 affichant une exposition notionnelle totale de 8 492 millions \$ étaient en cours au 31 décembre 2025 (8 045 millions \$ en 2024), dont une tranche de 4 548 millions \$ (4 438 millions \$ en 2024) était liée à des conventions non officiellement désignées comme instruments de couverture. Le taux d'intérêt fixe moyen pondéré résultant de ces contrats est de 4,3 % (3,1 % en 2024).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, les fluctuations nettes liées aux couvertures de flux de trésorerie, auparavant classées dans les autres éléments du résultat global, se sont traduites par des profits de 18 millions \$ (pertes de 6 millions \$ en 2024 et pertes de 3 millions \$ en 2023) qui ont été réalisées et reclassées dans la charge d'intérêts aux comptes consolidés de résultat.

Selon les prix du marché au 31 décembre 2025, des pertes latentes de 7 millions \$ (35 millions \$ en 2024 et 53 millions \$ en 2023), qui ont été 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 2025	31 décembre 2024
Valeur comptable (actif/(passif))	(20) \$	149 \$
Montant notionnel – \$.....	3 314	2 220
Montant notionnel – \$ CA ¹	260	294
Montant notionnel – € ¹	164	1 001
Montant notionnel – £ ¹	108	—
Montant notionnel – COP ¹	98	92
Dates d'échéance.....	2026-2056	2025-2061
Ratio de couverture.....	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur	(16)	(11)
Variation de la valeur de l'élément couvert utilisé pour déterminer l'efficacité de la couverture.....	16	13

¹⁾ 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 2025.

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 de taux d'intérêt (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 était de 1 million \$ (1 million \$ en 2024 et néant en 2023).

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 libellées en monnaies étrangères qui sont prévues.

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 est passée aux termes d'une convention-cadre de couverture.

Des contrats affichant une exposition notionnelle totale de 8 001 millions \$ étaient en vigueur au 31 décembre 2025 (9 737 millions \$ en 2024), dont une tranche de 2 574 millions \$ (3 465 millions \$ en 2024) était liée à des conventions non officiellement 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 sont prévus être réglés ou reclassés en résultat au cours des 12 prochains mois (néant en 2024 et néant en 2023). 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 swaps de change désignés comme instruments de couverture :

Swaps de change	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Valeur comptable (actif/(passif)).....	(273) \$	67 \$
Montant notionnel des couvertures du peso colombien ¹	1 351	2 061
Montant notionnel des couvertures du yuan ¹	1 125	1 018
Montant notionnel des couvertures de la livre sterling ¹	830	1 414
Montant notionnel des couvertures de l'euro ¹	730	474
Montant notionnel des couvertures de la roupie indienne ¹	720	855
Montant notionnel des couvertures du réal ¹	413	324
Montant notionnel des couvertures du dollar canadien ¹	133	79
Montant notionnel des couvertures d'autres monnaies ¹	125	47
Dates d'échéance	2026-2029	2025-2029
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/\$)	4 765	4 572
Contrats de change à terme de gré à gré (CNY/\$)	7,02	7,01
Contrats de change à terme de gré à gré (£/\$)	0,80	0,80
Contrats de change à terme de gré à gré (€/ \$)	0,90	0,92
Contrats de change à terme de gré à gré (INR/\$)	91	87
Contrats de change à terme de gré à gré (R\$/ \$)	6,26	5,63
Contrats de change à terme de gré à gré (CAD/\$)	1,35	1,35

¹⁾ 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 2023	36 \$	1 \$	(701) \$
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des :			
Contrats d'énergie dérivés	(55)	—	—
Swaps de taux d'intérêt	(31)	—	—
Swaps de change	56	—	56
Montants reclassés en résultat net	(24)	—	—
Réévaluation des emprunts désignés libellés en monnaies étrangères	—	—	105
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères	—	—	(310)
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres désignés à la JVAERG	—	(1)	—
Incidence fiscale	13	—	—
Divers	1	—	(9)
Solde au 31 décembre 2024	(4) \$	— \$	(859) \$
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des :			
Contrats d'énergie dérivés	(14)	—	—
Swaps de taux d'intérêt	(36)	—	—
Swaps de change	—	—	—
Montant reclassé en résultat net	4	—	—
Réévaluation des emprunts désignés libellés en monnaies étrangères	—	—	(304)
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères	—	—	364
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres désignés à la JVAERG	—	—	—
Incidence fiscale	18	—	—
Divers	—	—	(131)
Solde au 31 décembre 2025	(32) \$	— \$	(930) \$

7. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

Les activités d'Énergie Brookfield sont réparties selon les secteurs suivants : 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire destinée aux réseaux publics, 4) énergie décentralisée et stockage (production décentralisée, stockage par pompage et systèmes de stockage d'énergie par batteries), 5) solutions durables (gaz naturel renouvelable, captage et stockage de carbone, recyclage, cogénération, biomasse, services d'énergie nucléaire, électrocarburants et transformation énergétique) et 6) siège social. L'hydroélectricité est de surcroît sectorisée par région, nommément Amérique du Nord, Colombie et Brésil. Cette répartition met en lumière 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. Au prorata, les informations reflètent la quote-part d'Énergie Brookfield dans des centrales qu'elle inclut dans son périmètre de consolidation ou comptabilise selon la méthode de la mise en équivalence et pour lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable ou un contrôle conjoint sur la participation. Les informations au prorata offrent aux porteurs de parts (les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables de BEPC, des actions échangeables de catégorie A.2 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, Impôt exigible et Divers sont des éléments qui diffèrent des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 1) tiennent compte de 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, 2) ne tiennent pas compte de la quote-part du résultat des participations consolidées que la société ne détient pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment, et puisque 3) les autres produits comprennent les éléments qui sont considérés comme faisant partie de la mesure du capital investi d'Énergie Brookfield, y compris, mais sans s'y limiter, notre quote-part dans les couvertures de change et autres couvertures réglées, les produits tirés des actifs financiers et des investissements structurés dans les solutions durables, la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement et les profits réalisés à la cession d'actifs secondaires et d'actifs récemment développés que nous avons monétisés afin de refléter la valeur économique engendrée par nos activités de développement, soit la conception, la construction et la commercialisation d'une nouvelle capacité d'énergie renouvelable et la vente de ces actifs à des acheteurs de capitaux à faible coût, ce qui pourrait autrement ne pas être reflété dans notre compte consolidé de résultats.

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, y compris la monétisation d'attributs fiscaux dans certains projets en développement. Énergie

Brookfield tient compte des profits et des pertes réalisés à la cession d'actifs qu'elle a développés ou qu'elle ne comptait 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.

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 de ses états financiers de montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle n'éteint pas les droits établis de notre société sur ces éléments pas plus qu'il n'annule son exposition à ceux-ci.

Énergie Brookfield présente ses résultats répartis en fonction de ces secteurs et les informations sectorielles des périodes antérieures sont 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 informations significatives sur les 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 de celle des fonds provenant des activités utilisée 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 »).

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 2025 :

(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 et divers ⁴	Selon les IFRS
	Hydroélectricité				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Énergie éolienne								
Produits	1 063 \$	197 \$	347 \$	596 \$	469 \$	261 \$	609 \$	— \$	3 542 \$	(957) \$	3 822 \$	6 407 \$
Autres produits (pertes) ³	94	10	4	127	173	355	50	39	852	(195)	932	1 589
Coûts d'exploitation directs	(498)	(69)	(125)	(242)	(148)	(112)	(461)	(41)	(1 696)	593	(1 800)	(2 903)
Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	—	—	—	—	—	—	—	—	559	—	559
	659	138	226	481	494	504	198	(2)	2 698	—	2 954	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	(223)	(223)	—	—	(223)
Produit (charge) d'intérêts	(277)	(10)	(106)	(161)	(133)	(47)	(32)	(203)	(969)	88	(1 576)	(2 457)
Impôt exigible	(4)	(7)	(12)	(17)	(16)	(4)	(5)	(3)	(68)	13	304	249
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	(34)	(34)	—	—	(34)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	(30)	(30)	—	—	(30)
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	—	—	—	—	(40)	(40)	—	—	(40)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(101)	—	(101)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle ²	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 682)	(1 682)
Fonds provenant des activités	378	121	108	303	345	453	161	(535)	1 334	—	—	
Charge d'amortissement												(2 425)
Profit de change et sur les instruments financiers												1 434
Recouvrement d'impôt différé												365
Divers												(1 214)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ¹												(568)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ²												1 055
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ⁵												(19)

- La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 110 millions \$ dans le compte consolidé de résultat 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 du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
- Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 627 millions \$ dans le compte consolidé de résultat 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 équivalence.
- Les autres produits des fonds provenant des activités de 852 millions \$ comprennent la quote-part de la société en commandite des éléments récurrents et générateurs de trésorerie comptabilisés dans divers éléments des états financiers selon les IFRS et sont principalement liés à des cessions et à des monétisations d'actifs secondaires ou en développement, comptabilisés aux postes suivants des états financiers selon les IFRS : i) Autres produits, dans le compte consolidé de résultat, ii) Recouvrement (charge) d'impôt exigible et Profit de change et sur les instruments financiers dans le compte consolidé de résultat, iii) les éléments comptabilisés directement en tant que capitaux propres aux postes Cessions et Changements de propriété, dans l'état consolidé des variations des capitaux propres, et iv) les éléments susmentionnés découlant de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence présentés au poste Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, dans le compte consolidé de résultat. Se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », à la note 6 « Gestion des risques et instruments financiers », à la note 8, « Autres produits » et à la note 12, « Impôts sur le résultat », pour de plus amples renseignements.
- Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle et aux autres éléments associés aux autres produits de 932 millions \$ comprennent : i) le retrait des éléments susmentionnés à la note de bas de tableau 3 compris dans les fonds provenant des activités, mais exclus des autres produits dans le compte consolidé de résultat, et ii) l'ajout de certains éléments sans effet de trésorerie comptabilisés dans les Autres produits dans le compte consolidé de résultat qui ne sont pas inclus dans les fonds provenant des activités, ce qui comprend les profits ponctuels sans effet de trésorerie liés au changement de référentiel comptable de certains investissements et les profits à la cession de participations qui n'ont pas encore été monétisés (se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », et à la note 8, « Autres produits »).
- 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, aux actions échangeables de catégorie A.2 et aux parts de société en commandite.

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 2024 :

(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 et divers ⁴	Selon les IFRS
	Hydroélectricité				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Énergie éolienne								
Produits	932 \$	208 \$	338 \$	629 \$	416 \$	227 \$	496 \$	— \$	3 246 \$	(756) \$	3 386 \$	5 876 \$
Autres produits ³	28	14	2	235	180	88	66	56	669	(86)	44	627
Coûts d'exploitation directs.....	(385)	(71)	(164)	(233)	(132)	(86)	(397)	(39)	(1 507)	525	(1 598)	(2 580)
Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	—	—	—	—	—	—	—	—	317	—	317
	575	151	176	631	464	229	165	17	2 408	—	1 832	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	(204)	(204)	—	—	(204)
Produits (charge) d'intérêts	(269)	(14)	(81)	(130)	(114)	(38)	(22)	(167)	(835)	70	(1 223)	(1 988)
Impôt exigible.....	(6)	(7)	(14)	(17)	(1)	(5)	—	—	(50)	9	201	160
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	(37)	(37)	—	—	(37)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	(28)	(28)	—	—	(28)
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	—	—	—	—	(37)	(37)	—	—	(37)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(79)	—	(79)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle ²	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(810)	(810)
Fonds provenant des activités.....	300	130	81	484	349	186	143	(456)	1 217	—	—	
Charge d'amortissement.....												(2 010)
Perte de change et sur les instruments financiers												880
Recouvrement d'impôt différé.....												31
Divers												(713)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ¹												(326)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ²												457
Perte nette attribuable aux porteurs de parts ⁵												(464)

- La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 88 millions \$ dans le compte consolidé de résultat 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 du résultat.
- Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 353 millions \$ dans le compte consolidé de résultat 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.
- Les autres produits des fonds provenant des activités de 669 millions \$ comprennent la quote-part de la société en commandite des éléments récurrents et générateurs de trésorerie comptabilisés dans divers éléments des états financiers selon les IFRS et sont principalement liés à des cessions et à des monétisation d'actifs secondaires ou en développement, comptabilisés aux postes suivants des états financiers selon les IFRS : i) Autres produits, dans le compte consolidé de résultat, ii) Recouvrement (charge) d'impôt exigible et Profit de change et sur les instruments financiers dans le compte consolidé de résultat, iii) les éléments comptabilisés directement en tant que capitaux propres au poste Cessions, dans l'état consolidé des variations des capitaux propres, et iv) les éléments susmentionnés découlant de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence présentés au poste Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, dans le compte consolidé de résultat. Se reporter à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers », à la note 8, « Autres produits » et à la note 12, « Impôt sur le résultat », pour de plus amples renseignements.
- Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle et aux autres éléments associés aux autres produits de 44 millions \$ comprennent : i) le retrait des éléments susmentionnés à la note de bas de tableau 3 compris dans les fonds provenant des activités, mais exclus des autres produits dans le compte consolidé de résultat, et ii) l'ajout de certains éléments sans effet de trésorerie comptabilisés dans les Autres produits dans le compte consolidé de résultat, qui sont exclus des fonds provenant des activités, comme les éléments sans effet de trésorerie comptabilisés dans les autres produits dans les états financiers selon les IFRS qui sont exclus des fonds provenant des activités, ce qui comprend les profits d'acquisition sans effet de trésorerie (se reporter à la note 8, « Autres produits »).
- La perte nette 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 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 2023 :

(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 ⁴	Selon les IFRS
	Hydroélectricité				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Énergie éolienne								
Produits	1 029 \$	240 \$	293 \$	511 \$	365 \$	241 \$	147 \$	— \$	2 826 \$	(234) \$	2 446 \$	5 038 \$
Autres produits (pertes) ³	22	5	6	146	106	20	19	88	412	(81)	340	671
Coûts d'exploitation directs	(381)	(73)	(124)	(164)	(99)	(81)	(105)	(29)	(1 056)	110	(987)	(1 933)
Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	—	—	—	—	—	—	—	—	205	—	205
	670	172	175	493	372	180	61	59	2 182	—	1 799	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	(205)	(205)	—	—	(205)
Produits (charge) d'intérêts	(266)	(19)	(82)	(105)	(110)	(43)	(6)	(114)	(745)	33	(915)	(1 627)
Impôt exigible	(2)	(7)	(17)	(6)	(1)	(4)	(3)	—	(40)	7	(95)	(128)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	(41)	(41)	—	—	(41)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	(27)	(27)	—	—	(27)
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	—	—	—	—	(29)	(29)	—	—	(29)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ¹	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(40)	—	(40)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle ²	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(789)	(789)
Fonds provenant des activités	402	146	76	382	261	133	52	(357)	1 095	—	—	
Charge d'amortissement												(1 852)
Profit de change et sur les instruments financiers												502
Recouvrement d'impôt différé												176
Divers												(212)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ¹												21
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ²												170
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ⁴												(100)

¹⁾ La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 186 millions \$ dans le compte consolidé de résultat 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 du résultat.

²⁾ Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 619 millions \$ dans le compte consolidé de résultat 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.

³⁾ Les autres produits des fonds provenant des activités de 412 millions \$ comprennent la quote-part de la société en commandite des éléments récurrents et générateurs de trésorerie comptabilisés dans divers éléments des états financiers selon les IFRS et sont principalement liés à des cessions et à des monétisations d'actifs secondaires ou en développement, comptabilisés aux postes suivants des états financiers selon les IFRS : i) Autres produits, dans le compte consolidé de résultat, ii) Profit de change et sur les instruments financiers, à la valeur de marché, dans le compte consolidé de résultat, iii) les éléments comptabilisés directement en tant que capitaux propres au poste Cessions, dans l'état consolidé des variations des capitaux propres, et iv) les éléments susmentionnés découlant de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence présentés au poste Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, dans le compte consolidé de résultat. Se reporter à la note 8, « Autres produits », pour de plus amples renseignements.

⁴⁾ Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle et aux autres éléments associés aux autres produits de 340 millions \$ comprennent : i) le retrait des éléments susmentionnés à la note de bas de tableau 3compris dans les fonds provenant des activités, mais exclus des autres produits dans le compte consolidé de résultat, et ii) l'ajout de certains éléments sans effet de trésorerie comptabilisés dans les Autres produits dans le compte consolidé de résultat, qui sont exclus des fonds provenant des activités, comme les éléments sans effet de trésorerie comptabilisés dans les autres produits dans les états financiers selon les IFRS qui sont exclus des fonds provenant des activités, ce qui comprend les profits d'acquisition sans effet de trésorerie (se reporter à la note 8, « Autres produits »).

⁵⁾ La perte nette 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 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 :

	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 solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social			
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Énergie éolienne					Total		
Au 31 décembre 2025											
Trésorerie et équivalents de trésorerie	200 \$	46 \$	19 \$	268 \$	169 \$	136 \$	40 \$	85 \$	963 \$	(141) \$	2 093 \$
Immobilisations corporelles.....	15 227	1 428	5 765	5 464	3 684	1 700	326	—	33 594	(2 503)	70 456
Total de l'actif.....	16 492	1 687	6 305	7 545	6 041	2 576	1 801	169	42 616	(2 056)	98 701
Total du passif.....	10 035	520	4 075	5 811	4 264	1 833	311	4 941	31 790	(2 056)	63 727
Au 31 décembre 2024											
Trésorerie et équivalents de trésorerie	55 \$	52 \$	24 \$	453 \$	151 \$	70 \$	56 \$	5 \$	866 \$	(112) \$	3 135 \$
Immobilisations corporelles.....	14 669	1 238	2 801	5 255	3 784	2 558	644	—	30 949	(1 831)	73 475
Total de l'actif.....	15 653	1 452	3 184	7 081	4 894	3 313	2 106	95	37 778	(2 272)	94 809
Total du passif.....	9 187	460	1 725	5 617	3 393	1 992	934	4 157	27 465	(2 272)	58 353

Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par secteur à présenter pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2025	2024	2023
Hydroélectricité			
Amérique du Nord	1 243 \$	1 110 \$	1 135 \$
Brésil.....	205	235	269
Colombie	1 293	1 489	1 285
	2 741	2 834	2 689
Énergie éolienne.....	1 620	1 705	1 213
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	1 316	943	751
Énergie décentralisée et stockage	723	380	350
Solutions durables.....	7	14	35
Total	6 407 \$	5 876 \$	5 038 \$

Le tableau suivant présente les immobilisations corporelles consolidées et les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence par secteur géographique :

(EN MILLIONS)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
États-Unis	30 427 \$	37 931 \$
Colombie	15 375	12 431
Canada.....	7 974	7 116
Brésil	4 648	4 319
Europe	6 032	5 976
Asie-Pacifique	8 954	7 550
Autres	1 133	892
	74 543 \$	76 215 \$

8. AUTRES PRODUITS

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

(EN MILLIONS)	2025	2024	2023
Profit de réévaluation à la juste valeur découlant d'un changement de référentiel comptable ^{1,2}	836 \$	— \$	— \$
Profit sur cession	408	346	72
Intérêts et autre revenu de placement	200	137	107
Profit sur une entente de règlement et sur règlement de contrats.....	—	—	22
Divers ³	145	144	470
	1 589 \$	627 \$	671 \$

¹⁾ Comprend un montant de 217 millions \$ lié à l'évaluation à la juste valeur de notre dernière participation de 42 % dans une plateforme d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », pour de plus amples renseignements.

²⁾ Comprend un montant de 619 millions \$ lié à la comptabilisation à la juste valeur de notre participation dans Westinghouse en tant qu'actif financier. Se reporter à la note 20, « Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence », pour de plus amples renseignements.

³⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, l'application par Énergie Brookfield de la méthode de l'acquisition pour ses placements déjà effectués a donné lieu à la comptabilisation d'actifs nets à une juste valeur supérieure à la contrepartie transférée. Un écart de valeur totale de 465 millions \$ a été comptabilisé au poste Autres produits dans les comptes consolidés de résultat au cours des exercices 2024 et 2023. Se reporter à la note 3, « Acquisitions », pour de plus amples renseignements.

9. COÛTS D'EXPLOITATION DIRECTS

Les coûts d'exploitation directs d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2025	2024	2023
Salaires et avantages du personnel.....		(695) \$	(586) \$	(464) \$
Achat de combustible et d'électricité ¹		(633)	(713)	(574)
Activités et entretien.....		(611)	(527)	(347)
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres frais réglementaires ...		(313)	(289)	(238)
Honoraires professionnels		(311)	(194)	(122)
Assurance		(117)	(111)	(72)
Autres services entre parties liées.....	29	(22)	(12)	(5)
Divers		(201)	(148)	(111)
		(2 903) \$	(2 580) \$	(1 933) \$

¹⁾ L'achat de combustible et d'électricité est principalement attribuable à notre portefeuille aux États-Unis et en Colombie.

Les coûts d'exploitation directs ne tiennent pas compte de la charge d'amortissement d'un montant de 2 425 millions \$ (2 010 millions \$ en 2024 et 1 852 millions \$ en 2023), qui est présentée de façon distincte. Se reporter à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur ».

10. DIVERS

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

(EN MILLIONS)	Note	2025	2024	2023
Variation de la juste valeur des immobilisations corporelles ¹	13	(832) \$	(721) \$	(164) \$
Amortissement des actifs liés à la concession de services		—	—	(11)
Coûts de transaction.....		(154)	(23)	(5)
Divers		(228)	31	(32)
		(1 214) \$	(713) \$	(212) \$

¹⁾ Comprend les variations de la juste valeur des immobilisations corporelles liées principalement à la comptabilisation de crédits d'impôt à l'investissement de 593 millions \$ (414 millions \$ en 2024 et néant en 2023) dans des projets en développement récemment acquis pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

11. ÉCART DE CONVERSION

L'écart de conversion d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre présenté dans les états consolidés du résultat global s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2025	2024	2023
Écart de conversion sur ce qui suit :				
Immobilisations corporelles, à la juste valeur.....	13	3 973 \$	(3 354) \$	2 798 \$
Goodwill	18	558	(121)	150
Emprunts	14	(1 684)	1 470	(818)
Passifs (actifs) d'impôt différé, montant net.....	12	(835)	525	(698)
Autres actifs et passifs		(520)	(93)	(115)
		1 492 \$	(1 573) \$	1 317 \$

12. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Les principales composantes du recouvrement (de la charge) d'impôt pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2025	2024	2023
Recouvrement (charge) d'impôt applicable aux éléments suivants :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée	(215) \$	(131) \$	(128) \$
Crédits d'impôt à l'investissement et à la production	464	291	—
	<u>249</u>	<u>160</u>	<u>(128)</u>
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – naissance et résorption de différences temporaires	501	144	213
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	(35)	—	—
(Augmentation) diminution des actifs d'impôt non comptabilisés.....	(101)	(113)	(37)
	<u>365</u>	<u>31</u>	<u>176</u>
Total du recouvrement d'impôt	<u>614 \$</u>	<u>191 \$</u>	<u>48 \$</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)	2025	2024	2023
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(13) \$	50 \$	(15) \$
Divers	7	—	5
Écart de réévaluation			
Naissance et résorption de différences temporaires	(913)	(1 544)	77
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales.....	160	—	1
	<u>(759) \$</u>	<u>(1 494) \$</u>	<u>68 \$</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 au taux prévu par la loi en raison des différences suivantes :

(EN MILLIONS)	2025	2024	2023
(Charge) recouvrement d'impôt au taux prévu par la loi ¹	(28) \$	58 \$	(165) \$
(Augmentation) diminution découlant des éléments suivants :			
Augmentation des actifs d'impôt non comptabilisés	(101)	(96)	(11)
Tranche des profits (pertes) assujettis à différents taux d'imposition.....	218	(39)	76
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur et variation du taux d'imposition	(35)	—	—
Participation ne donnant pas le contrôle.....	14	59	98
Résultat des filiales imposé à différents taux.....	(45)	8	49
Crédits d'impôt à l'investissement et à la production (déduction faite de l'impôt différé).....	430	207	—
Divers	161	(6)	1
Recouvrement d'impôt au taux effectif.....	<u>614 \$</u>	<u>191 \$</u>	<u>48 \$</u>

¹⁾ La charge d'impôt au taux prévu par la loi est calculée au moyen du taux d'imposition applicable au résultat dans les pays respectifs.

Le rapprochement susmentionné s'est fait en regroupant les données de toutes les filiales d'Énergie Brookfield en appliquant le taux d'imposition de chaque administration fiscale.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à (626,5) % (95,5 % en 2024 et (8,5) % en 2023). Le taux d'imposition effectif est différent du taux prévu par la loi en raison principalement des crédits d'impôt à l'investissement et à la production, des profits assujettis à des taux d'imposition différents, de la réorganisation de Neoen, des variations des actifs d'impôt non comptabilisés, des écarts entre les taux et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

Au cours de l'exercice, la structure organisationnelle de Neoen a été simplifiée à la suite de la privatisation. Cette réorganisation a entraîné la renonciation de certaines pertes fiscales et un remaniement parallèle de certains actifs à des fins fiscales, ce qui s'est traduit par une charge d'impôt exigible de 47 millions \$ et un recouvrement d'impôt différé de 208 millions \$, dont l'incidence est présentée à la ligne « Divers » du rapprochement susmentionné.

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)	2025	2024	2023
Moins de quatre ans.....	7 \$	12 \$	12 \$
Par la suite	462	252	166

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 ^{er} janvier 2023	1 273 \$	(7 604) \$	(6 331) \$
Comptabilisés en résultat net	101	75	176
Comptabilisés dans les capitaux propres.....	—	113	113
Regroupement et cessions d'entreprises	78	(268)	(190)
Écart de conversion.....	6	(704)	(698)
Au 31 décembre 2023	1 458	(8 388)	(6 930)
Comptabilisés en résultat net	(95)	126	31
Comptabilisés dans les capitaux propres.....	—	(1 521)	(1 521)
Regroupement et cessions d'entreprises	215	(429)	(214)
Écart de conversion.....	(55)	580	525
Au 31 décembre 2024.....	1 523	(9 632)	(8 109)
Comptabilisés en résultat net	(80)	445	365
Comptabilisés dans les capitaux propres.....	(5)	(674)	(679)
Regroupement et cessions d'entreprises	(166)	522	356
Écart de conversion.....	13	(848)	(835)
Au 31 décembre 2025	1 285 \$	(10 187) \$	(8 902) \$

Les actifs d'impôt différé liés aux pertes pouvant être reportées comprennent des avantages fiscaux de 171 millions \$ (88 millions \$ en 2024 et néant en 2023) qui ont été comptabilisés d'après les projections de bénéfices imposables futurs. De plus, Énergie Brookfield tient compte des opportunités de planification fiscale qui généreront un bénéfice imposable au cours de la période pendant laquelle les pertes fiscales non utilisées peuvent être utilisées.

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 8 820 millions \$ (8 454 millions \$ en 2024 et 6 885 millions \$ en 2023) 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 4 532 millions \$ (4 889 millions \$ en 2024 et 5 203 millions \$ en 2023).

13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

Le tableau suivant présente le rapprochement des immobilisations corporelles à la juste valeur :

(EN MILLIONS)	Note	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Divers ¹	Total
Immobilisations corporelles à la juste valeur						
Au 31 décembre 2023.....		32 646 \$	15 224 \$	11 022 \$	197 \$	59 089 \$
Ajouts, montant net ^{2,3}		4	187	349	—	540
Transfert à partir des immobilisations en cours		139	708	2 869	—	3 716
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	—	2 892	2 052	815	5 759
Cessions		(174)	(1 008)	(267)	(39)	(1 488)
Transferts dans les actifs détenus en vue de la vente.....		—	(178)	(327)	(9)	(514)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur		3 121	1 323	1 059	102	5 605
Écart de conversion	11	(2 164)	(472)	(538)	(22)	(3 196)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur		(47)	(9)	(496)	(31)	(583)
Charge d'amortissement	9	(626)	(835)	(532)	(17)	(2 010)
Au 31 décembre 2024.....		32 899	17 832	15 191	996	66 918
Ajouts ²		15	503	852	130	1 500
Transfert à partir des immobilisations en cours		153	858	3 892	1 372	6 275
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	—	—	40	—	40
Cessions ⁴	4	—	(3 539)	(4 300)	(23)	(7 862)
Transferts dans les actifs détenus en vue de la vente.....	5	(125)	(1 541)	(3 673)	(15)	(5 354)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur.....		1 007	826	50	279	2 162
Écart de conversion	11	2 492	622	545	99	3 758
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur		(9)	(154)	(618)	(14)	(795)
Charge d'amortissement	9	(650)	(883)	(762)	(130)	(2 425)
Au 31 décembre 2025		35 782 \$	14 524 \$	11 217 \$	2 694 \$	64 217 \$
Immobilisations en cours						
Au 31 décembre 2023.....		300 \$	1 617 \$	2 987 \$	12 \$	4 916 \$
Ajouts ²		155	675	2 685	54	3 569
Transfert dans les immobilisations en cours		(139)	(708)	(2 869)	—	(3 716)
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises		—	374	544	762	1 680
Cessions		(1)	—	(90)	(3)	(94)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur.....		—	237	193	68	498
Écart de conversion	11	(16)	(59)	(77)	(6)	(158)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur.....		—	(29)	(109)	—	(138)
Au 31 décembre 2024.....		299	2 107	3 264	887	6 557
Ajouts ²		184	1 357	3 991	627	6 159
Transfert dans les immobilisations en cours		(153)	(858)	(3 892)	(1 372)	(6 275)
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	—	—	487	—	487
Cessions	4	—	(175)	(1 090)	—	(1 265)
Transferts dans les actifs détenus en vue de la vente.....	5	—	(109)	(119)	—	(228)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur.....		—	88	406	132	626
Écart de conversion	11	12	50	91	62	215
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur.....		(1)	(11)	(23)	(2)	(37)
Au 31 décembre 2025		341 \$	2 449 \$	3 115 \$	334 \$	6 239 \$
Total des immobilisations corporelles à la juste valeur						
Au 31 décembre 2024 ^{4,5}		33 198 \$	19 939 \$	18 455 \$	1 883 \$	73 475 \$
Au 31 décembre 2025^{4,5}.....		36 123 \$	16 973 \$	14 332 \$	3 028 \$	70 456 \$

¹⁾ Comprend le stockage par batteries (la biomasse, la cogénération et le stockage par batteries en 2024).

²⁾ Comprennent les ajustements apportés aux répartitions des prix d'acquisition. Se reporter à la note 3, « Acquisitions », pour de plus amples renseignements.

³⁾ Comprennent les variations de la juste valeur liées au démantèlement d'actifs de 98 millions \$.

⁴⁾ Comprend des actifs au titre de droits d'utilisation non assujettis à la réévaluation de 42 millions \$ (49 millions \$ en 2024) du secteur hydroélectricité, de 297 millions \$ (427 millions \$ en 2024) du secteur énergie éolienne, de 531 millions \$ (637 millions \$ en 2024) du secteur énergie solaire et de néant (3 millions \$ en 2024) dans divers.

⁵⁾ Comprend des terrains non assujettis à la réévaluation d'une valeur de 208 millions \$ (204 millions \$ en 2024) dans le secteur de l'hydroélectricité, de 47 millions \$ (61 millions \$ en 2024) dans le secteur de l'énergie éolienne, de 149 millions \$ (167 millions \$ en 2024) dans le secteur de l'énergie solaire et de 6 millions \$ (2 millions \$ en 2024) dans divers.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu les acquisitions des participations suivantes. Elles sont comptabilisées à titre d'acquisitions d'actifs, car elles ne représentent pas des regroupements d'entreprises selon IFRS 3 :

Région	Technologie	Puissance	Montant comptabilisé en immobilisations corporelles	Participation financière d'Énergie Brookfield
Chine	Énergie décentralisée et stockage	540 MW	269 millions \$	25 %
États-Unis	Énergie décentralisée et stockage	147 MW	136 millions \$	25 %
Europe	Énergie décentralisée et stockage	200 MW	136 millions \$	20 %
Chine	Énergie éolienne et énergie solaire destinée à des réseaux publics	330 MW	80 millions \$	20 %
États-Unis	Énergie solaire destinée à des réseaux publics	300 MW	66 millions \$	20 %
États-Unis	Énergie décentralisée et stockage	86 MW	50 millions \$	20 %
États-Unis	Énergie solaire destinée à des réseaux publics et stockage	725 MW	47 millions \$	58 %
Corée du Sud	Énergie solaire destinée à des réseaux publics et production décentralisée	41 MW	42 millions \$	28 %
États-Unis	Énergie solaire destinée à des réseaux publics	177 MW	23 millions \$	20 %
Corée du Sud	Énergie solaire destinée à des réseaux publics	39 MW	23 millions \$	28 %
Royaume-Uni	Énergie éolienne	28 MW	21 millions \$	26 %
Chine	Énergie éolienne	90 MW	19 millions \$	20 %

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 r) i), « Estimations critiques – Immobilisations corporelles ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est une question de jugement. Se reporter à la note 1 s) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ». Énergie Brookfield a classé ses immobilisations corporelles dans le niveau 3 selon la hiérarchie des justes valeurs.

Les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux et les exercices finaux utilisés dans l'application de la méthode d'évaluation sont présentés dans le tableau ci-après :

	Taux d'actualisation ¹		Taux de capitalisation final ²	Exercice final ³
	Visés par contrat	Non visés par contrat		
2025				
Amérique du Nord.....	5,0 %-5,7 %	6,2 %-7,0 %	4,3 %-4,7 %	2048
Colombie.....	8,4 %	9,6 %	7,1 %	2045
Brésil.....	9,5 %	10,8 %	s. o.	2052
Europe.....	5,0 %-7,2 %	5,0 %-7,2 %	s. o.	2052
Australie.....	7,3 %	7,3 %	s. o.	2056
2024				
Amérique du Nord.....	5,1 %-5,8 %	6,3 %-7,2 %	4,3 %-5,1 %	2048
Colombie.....	8,5 %	9,8 %	7,3 %	2044
Brésil.....	9,6 %	10,9 %	s. o.	2052
Europe.....	4,9 %-6,6 %	4,9 %-6,6 %	s. o.	2047
Australie.....	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.

¹⁾ Les taux d'actualisation ne sont pas ajustés en fonction des risques propres à l'actif.

²⁾ Le taux de capitalisation final aux États-Unis, au Canada et en Colombie ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques.

³⁾ L'exercice final s'entend de la date d'évaluation moyenne pondérée 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)	2025					
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Australie	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation.....	(1 430) \$	(630) \$	(100) \$	(90) \$	(120) \$	(2 370) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation.....	1 580	520	100	100	130	2 430
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie à long terme	1 140	720	130	110	150	2 250
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie à long terme	(1 140)	(720)	(130)	(110)	(150)	(2 250)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final	(400)	(150)	—	—	—	(550)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final	450	170	—	—	—	620

(EN MILLIONS)	2024					
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Australie	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation.....	(1 630) \$	(400) \$	(90) \$	(40) \$	s. o.	(2 160) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation.....	1 780	550	90	40	s. o.	2 460
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie à long terme	1 520	560	100	20	s. o.	2 200
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie à long terme	(1 520)	(560)	(100)	(20)	s. o.	(2 200)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final.....	(450)	(120)	—	—	s. o.	(570)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final	510	130	—	—	s. o.	640

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 2025, compte tenu du renouvellement de 30 ans non récurrent pour les actifs hydroélectriques touchés, était de 30 ans (30 ans en 2024). 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 2025 :

	Amérique du Nord ¹	Colombie	Brésil	Europe ¹	Australie ¹
1 an à 5 ans	83 %	61 %	88 %	74 %	74 %
6 à 10 ans	62 %	25 %	68 %	55 %	33 %
Par la suite	42 %	3 %	32 %	21 %	6 %

2024

1 an à 5 ans	81 %	66 %	86 %	98 %	s. o.
6 à 10 ans	61 %	32 %	71 %	93 %	s. o.
Par la suite	33 %	4 %	36 %	45 %	s. o.

¹⁾ Compte non tenu du stockage par batteries.

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 ^{1, 2}	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Australie
1 an à 10 ans	65 \$	308 000 COP	334 R\$	66 €	68 \$ AU
11 à 20 ans	78	394 000	403	83	73

2024

1 an à 10 ans	63 \$	310 000 COP	310 R\$	91 €	s. o.
11 à 20 ans	67	398 000	393	93	s. o.

¹⁾ Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

²⁾ Compte non tenu des prix nominaux liés au stockage par batteries, selon un prix annuel de 120 \$ à 132 \$ kW.

Le tableau suivant résume les estimations des prix futurs de l'électricité :

Par MWh ^{1, 2}	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Australie
1 an à 10 ans	79 \$	555 000 COP	371 R\$	56 €	91 \$ AU
11 à 20 ans	93	763 000	467	68	129

2024

1 an à 10 ans	86 \$	494 000 COP	309 R\$	94 €	s. o.
11 à 20 ans	96	684 000	430	86	s. o.

¹⁾ Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

²⁾ Compte non tenu des prix nominaux liés au stockage par batteries, selon un prix annuel de respectivement 137 \$ à 154 \$ kW, 99 \$ à 104 \$ kW, 158 à 208 kW en Amérique du Nord, en Europe et en Australie.

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 2029 à 2035. Une variation d'une autre année ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 94 millions \$ (131 millions \$ en 2024).

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)	2025	2024
Hydroélectricité.....	10 028 \$	9 413 \$
Énergie éolienne.....	12 797	16 168
Énergie solaire.....	12 601	16 099
Divers ¹	2 463	1 687
	<u>37 889 \$</u>	<u>43 367 \$</u>

¹⁾ Comprend le stockage par batteries (la biomasse, la cogénération et le stockage par batteries en 2024).

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 2025				31 décembre 2024			
	Moyenne pondérée		Valeur comptable	Juste valeur estimée	Moyenne pondérée		Valeur comptable	Juste valeur estimée
	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)			Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)		
Facilités de crédit.....	s. o.	5	— \$	— \$	5,6	5	240 \$	240 \$
Papier commercial.....	4,3	<1	194	194	5,0	<1	431	431
Billets à moyen terme :								
Série 4 (150 \$ CA).....	5,8	11	109	120	5,8	12	104	115
Série 9 (400 \$ CA).....	—	—	—	—	3,8	<1	278	278
Série 10 (500 \$ CA).....	3,6	1	364	366	3,6	2	348	349
Série 11 (475 \$ CA).....	4,3	3	346	354	4,3	4	330	336
Série 12 (475 \$ CA).....	3,4	4	346	344	3,4	5	330	324
Série 13 (300 \$ CA).....	4,3	24	219	193	4,3	25	209	186
Série 14 (425 \$ CA).....	3,3	25	310	229	3,3	26	296	222
Série 15 (400 \$ CA) ¹	5,9	7	291	320	5,9	8	278	307
Série 16 (400 \$ CA).....	5,3	8	291	310	5,3	9	278	297
Série 17 (500 \$ CA).....	5,3	28	364	370	5,3	29	348	361
Série 18 (300 \$ CA).....	5,0	9	219	227	5,0	10	209	216
Série 19 (450 \$ CA).....	4,5	10	328	328	—	—	—	—
	4,5	12	3 187	3 161	4,4	12	3 008	2 991
Billets hybrides :								
Subalternes fixe-fixe (200 \$ CA).....	5,5	29	146	147	5,5	30	139	139
Subalternes fixe-fixe (250 \$ CA).....	5,4	30	182	184	—	—	—	—
	5,4	30	328	331	5,5	30	139	139
Total des emprunts de la société mère			3 709	3 686 \$			3 818	3 801 \$
Ajouter : primes non amorties ²			1				2	
Déduire : coûts de financement non amortis ²			(24)				(18)	
Déduire : tranche courante			(194)				(709)	
			3 492 \$				3 093 \$	

¹⁾ Comprend un montant de 7 millions \$ (7 millions \$ en 2024) à rembourser à Brookfield Wealth Solutions. Se reporter à la note 29, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

²⁾ 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)	2025	2024
Emprunts de la société mère		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice.....	(18) \$	(12) \$
Autres coûts de financement.....	(7)	(7)
Amortissement des coûts de financement.....	1	1
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	<u>(24) \$</u>	<u>(18) \$</u>

Facilités de crédit et papier commercial

Au 31 décembre 2025, le papier commercial en circulation d'Énergie Brookfield totalisait 194 millions \$ (431 millions \$ en 2024).

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 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)	2025	2024
Facilités de crédit de la société mère et des parties liées autorisées ¹	2 450 \$	2 450 \$
Emprunts tirés sur les facilités de crédit de la société mère ^{1, 2}	—	(240)
Facilité de lettres de crédit autorisée.....	450	500
Lettres de crédit émises	<u>(414)</u>	<u>(335)</u>
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère.....	<u>2 486 \$</u>	<u>2 375 \$</u>

¹⁾ Les montants sont garantis par Énergie Brookfield.

Billets à moyen terme et billets hybrides

Les emprunts de la société mère sont des obligations contractées par une filiale de financement d'Énergie Brookfield, soit Brookfield Renewable Partners ULC (« Canadian Finco ») (se reporter à la note 31, « Filiales faisant appel public à l'épargne »). Canadian 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 Canadian Finco sont garantis sans condition par Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP ») et certaines autres filiales.

Au cours du premier trimestre de 2025, Énergie Brookfield a émis des billets à moyen terme de série 19 d'un montant en capital de 450 millions \$ CA. Les billets à moyen terme portent intérêt à un taux fixe de 4,54 % et viennent à échéance le 12 octobre 2035. Les billets à moyen terme de série 19 sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

Au cours du deuxième trimestre de 2025, Énergie Brookfield a remboursé des billets à moyen terme de série 9 d'un montant en capital de 400 millions \$ CA (291 millions \$) avant leur échéance.

Au cours du deuxième trimestre de 2025, Énergie Brookfield a émis des billets hybrides subalternes à un taux rajusté fixe-fixe d'un montant en capital de 250 millions \$ CA. Les billets hybrides portent intérêt à un taux de 5,37 %, rajusté tous les cinq ans à compter du 10 septembre 2030, et viennent à échéance le 10 septembre 2055. Les billets hybrides sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

Emprunts sans recours

Les emprunts sans recours sont habituellement des emprunts à long terme sur des actifs précis et sans recours, 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 Secured Overnight Financing Rate (le taux « SOFR »), le taux Sterling Overnight Index Average (le taux « SONIA »), le taux interbancaire offert en euros (le taux « EURIBOR ») et le taux canadien des opérations de pension à un jour (le taux « CORRA »). 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 (« CDI »), 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, majoré 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 (« CMTE »). Les emprunts sans recours en Chine sont assortis de taux d'intérêt variables de la Banque populaire de Chine (« BPC »). Les emprunts sans recours en Australie sont assortis de taux fixes et de taux variables indexés sur le taux Bank Bill Swap Bid Rate (« BBSY »).

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts sans recours aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 décembre 2025				31 décembre 2024			
	Moyenne pondérée				Moyenne pondérée			
	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Emprunts sans recours ^{1, 2, 3}								
Hydroélectricité	6,9	8	11 235 \$	11 229 \$	7,0	8	9 484 \$	9 363 \$
Énergie éolienne	5,0	8	8 191	8 147	5,9	9	10 228	10 224
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	5,8	8	8 838	8 806	6,3	11	7 275	7 250
Énergie décentralisée et stockage ⁴	5,7	4	2 802	2 869	5,8	4	3 722	3 630
Solutions durables	7,4	3	489	489	6,5	1	195	195
Total	6,0	8	31 555	31 540 \$	6,3	9	30 904	30 662 \$
Ajouter : primes et escomptes non amortis ⁵			(181)				(145)	
Déduire : coûts de financement non amortis ⁵			(168)				(171)	
Déduire : tranche courante			(7 384)				(5 005)	
			<u>23 822 \$</u>				<u>25 583 \$</u>	

- ¹⁾ Comprennent un montant de 1 569 millions \$ (1 494 millions \$ en 2024) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield.
- ²⁾ Comprennent un montant de 58 millions \$ (65 millions \$ en 2024) à rembourser à une entreprise associée à Brookfield. Se reporter à la note 29, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.
- ³⁾ Au cours du deuxième trimestre de 2025, des filiales d'Énergie Brookfield, ainsi que des parties liées, sont devenues parties à une facilité de crédit sans recours auprès de prêteurs tiers. Énergie Brookfield a convenu que ses filiales assumeraient leur part de tout retrait sur la facilité de crédit ou tout remboursement de celle-ci.
- ⁴⁾ Comprennent les ajustements apportés aux répartitions des prix d'acquisition. Se reporter à la note 3, « Acquisitions », pour de plus amples renseignements.
- ⁵⁾ Les primes non amorties, les escomptes et les coûts de financement sont amortis sur la durée des emprunts.

Les remboursements futurs des emprunts sans recours d'Énergie Brookfield, pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite, sont comme suit :

(EN MILLIONS)	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	2 021 \$	627 \$	1 147 \$	1 502 \$	1 607 \$	4 331 \$	11 235 \$
Énergie éolienne	1 663	917	949	1 120	894	2 648	8 191
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	1 973	663	832	1 578	893	2 899	8 838
Énergie décentralisée et stockage	1 615	97	164	214	106	606	2 802
Solutions durables.....	112	2	2	366	2	5	489
	<u>7 384 \$</u>	<u>2 306 \$</u>	<u>3 094 \$</u>	<u>4 780 \$</u>	<u>3 502 \$</u>	<u>10 489 \$</u>	<u>31 555 \$</u>

Le tableau suivant présente la variation des coûts de financement non amortis des emprunts sans recours pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2025	2024
Emprunts sans recours		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	(171) \$	(140) \$
Autres coûts de financement	(141)	(93)
Amortissement des coûts de financement	60	52
Écart de conversion et autres	84	10
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice.....	<u>(168) \$</u>	<u>(171) \$</u>

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

(EN MILLIONS)	2025	2024
Emprunts sans recours		
(Escomptes) et primes non amortis au début de l'exercice	(145) \$	(11) \$
Primes et escomptes additionnels.....	8	(124)
Amortissement des primes et des escomptes.....	4	(3)
Écart de conversion et autres.....	(48)	(7)
(Escomptes) et primes non amortis à la fin de l'exercice.....	<u>(181) \$</u>	<u>(145) \$</u>

Renseignements supplémentaires

Le tableau suivant présente les variations des emprunts d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Emprunts de la société mère	Emprunts sans recours
Au 31 décembre 2024.....	3 802 \$	30 588 \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement, montant net ¹	(276)	5 348
Sans effet de trésorerie		
Acquisition.....	—	676
Cession.....	—	(3 905)
Transfert dans les passifs détenus en vue de la vente	—	(2 359)
Changement de référentiel comptable ²	—	(1 049)
Écart de conversion.....	161	1 523
Divers ^{3, 4, 5}	(1)	384
Au 31 décembre 2025.....	3 686 \$	31 206 \$

¹⁾ Compte non tenu des flux de trésorerie nets provenant des activités de financement s'élevant à 558 millions \$ (807 millions \$ en 2024) se rapportant aux passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux comptabilisés dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie.

²⁾ Comprend la décomptabilisation d'une plateforme d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde. Se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », pour de plus amples renseignements

³⁾ Comprend des emprunts sans recours d'un montant de 545 millions \$ (52 millions \$ en 2024) pris en charge dans le cadre d'acquisitions d'actifs.

⁴⁾ Comprennent les ajustements apportés aux répartitions des prix d'acquisition. Se reporter à la note 3, « Acquisitions », pour de plus amples renseignements.

⁵⁾ Comprend l'amortissement des primes, escomptes et coûts de financement non amortis.

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)	2025	2024
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	24 164 \$	26 168 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	52	50
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 524	2 457
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2.....	2 330	2 269
Actions privilégiées.....	563	537
Billets subordonnés perpétuels	737	737
	30 370 \$	32 218 \$

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)	Participations détenues par des tiers	Au 31 décembre 2024	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Apports en capital	Rembour- sement de capital	Cessions	Distributions ¹	Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises ²	Changements de propriété ³	Divers	Au 31 décembre 2025
Brookfield Americas Infrastructure Fund.....	78 %	44 \$	(1) \$	(17) \$	2 \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	11 \$	39 \$
Brookfield Infrastructure Fund II.....	43 %-60 %	2 011	39	(400)	—	(10)	—	(336)	—	(131)	(2)	1 171
Brookfield Infrastructure Fund III.....	35 %-71 %	3 456	(18)	(428)	7	(473)	—	(843)	—	(713)	(13)	975
Brookfield Infrastructure Fund IV.....	75 %	2 106	132	44	227	(209)	(300)	(471)	—	—	12	1 541
Brookfield Infrastructure Fund V.....	72 %	1 955	(78)	(59)	1	(1)	—	(61)	—	—	3	1 760
Brookfield Infrastructure Income Fund.....	3 %-25 %	568	39	(69)	250	—	(216)	(35)	—	293	262	1 092
Brookfield Global Transition Fund I.....	77 %-80 %	5 312	308	395	751	(222)	—	(87)	—	—	(72)	6 385
Brookfield Global Transition Fund II.....	72 %-80 %	329	32	526	683	(7)	—	(39)	—	—	83	1 607
Partenaires institutionnels de Neoen.....	24 %-38 %	601	168	550	1 076	—	—	(68)	(194)	—	6	2 139
Portefeuille hydroélectrique au Canada.....	50 %	1 219	22	153	1	—	—	(54)	—	—	—	1 341
The Catalyst Group.....	25 %	125	14	64	—	—	—	(7)	—	—	—	196
Partenaires institutionnels d'Isagen.....	54 %	3 447	99	906	576	—	—	(274)	—	(120)	(366)	4 268
Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics.....	0,3 %	22	—	2	—	—	—	—	—	—	—	24
Divers.....	1,3 %-71 %	4 973	(129)	317	196	(1)	(624)	(39)	(2 972)	72	(167)	1 626
Total.....		26 168 \$	627 \$	1 984 \$	3 770 \$	(923) \$	(1 140) \$	(2 314) \$	(3 166) \$	(599) \$	(243) \$	24 164 \$

¹⁾ Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se sont élevées à 2 836 millions \$.

²⁾ Au 31 décembre 2024, la participation de 47 % dans Neoen qui n'était pas détenue par Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels a été comptabilisée à titre de participation ne donnant pas le contrôle à la juste valeur implicite équivalant au montant versé pour la participation initiale détenant le contrôle de 53 %, conformément à IFRS 10, *États financiers* consolidés. L'offre publique d'achat obligatoire lancée au cours du premier trimestre a entraîné le reclassement de la participation ne donnant pas le contrôle et, au 31 mars 2025, la participation de 2 % non détenue par Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels d'un montant de 194 millions \$ a été comptabilisée au poste Provisions de l'état consolidé de la situation financière. Au cours du deuxième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a mis en œuvre une procédure d'éviction afin d'acquérir les actions de Neoen qui avaient été exclues de l'offre. Se reporter à la note 3, « Acquisitions », pour de plus amples renseignements.

³⁾ Comprend un montant de 1 milliard \$ composé du cumul des autres éléments du résultat global et des résultats non distribués transférés aux capitaux propres de la société en commandite associés à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 15 % dans Isagen S.A. E.S.P. Se reporter à la note 29, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

(EN MILLIONS)	Participations détenues par des tiers	Au 31 décembre 2023	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Apports en capital	Rembour- sement de capital	Cessions	Distributions ¹	Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	Divers	Au 31 décembre 2024
Brookfield Americas Infrastructure Fund	78 %	75 \$	22 \$	(1) \$	— \$	(21) \$	— \$	(31) \$	— \$	— \$	44 \$
Brookfield Infrastructure Fund II	43 %-60 %	2 463	(9)	(323)	—	(68)	—	(54)	—	2	2 011
Brookfield Infrastructure Fund III	23 %-71 %	3 214	99	272	1	—	—	(107)	—	(23)	3 456
Brookfield Infrastructure Fund IV	38 %-75 %	2 411	33	(93)	75	(13)	—	(299)	—	(8)	2 106
Brookfield Infrastructure Fund V	72 %	917	52	1 120	53	(153)	—	(32)	—	(2)	1 955
Brookfield Infrastructure Income Fund	3 %-25 %	349	3	26	190	—	—	(6)	—	6	568
Brookfield Global Transition Fund I	77 %-80 %	3 682	22	394	1 217	(61)	—	(19)	—	77	5 312
Brookfield Global Transition Fund II	57 %-80 %	296	—	12	3	—	—	(68)	—	86	329
Partenaires institutionnels de Neoen	3 %-14 %	—	(8)	—	609	—	—	—	—	—	601
Portefeuille hydroélectrique au Canada	50 %	1 288	14	(43)	—	—	—	(38)	—	(2)	1 219
The Catalyst Group	25 %	122	12	(3)	—	—	—	(6)	—	—	125
Partenaires institutionnels d'Isagen	53 %	2 704	100	801	—	—	—	(158)	—	—	3 447
Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	0,3 %	18	1	5	—	—	—	(1)	—	(1)	22
Divers	0,3 %-71 %	1 324	12	384	331	(1)	(38)	(72)	3 056	(23)	4 973
Total		<u>18 863 \$</u>	<u>353 \$</u>	<u>2 551 \$</u>	<u>2 479 \$</u>	<u>(317) \$</u>	<u>(38) \$</u>	<u>(891) \$</u>	<u>3 056 \$</u>	<u>112 \$</u>	<u>26 168 \$</u>

¹⁾ Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 se sont élevées à 891 millions \$.

(EN MILLIONS)	Participations détenues par des tiers	Au 31 décembre 2022	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Apports en capital	Rembour- sement de capital	Cessions	Distributions ¹	Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	Divers	Au 31 décembre 2023
Brookfield Americas Infrastructure Fund	75 %-78 %	477 \$	27 \$	(43) \$	— \$	— \$	(388) \$	(25) \$	— \$	27 \$	75 \$
Brookfield Infrastructure Fund II	43 %-60 %	2 617	64	(96)	—	—	—	(123)	—	1	2 463
Brookfield Infrastructure Fund III	69 %-71 %	3 490	108	356	1	—	(32)	(695)	—	(14)	3 214
Brookfield Infrastructure Fund IV	75 %	2 134	43	235	162	—	—	(172)	—	9	2 411
Brookfield Infrastructure Fund V	71 %	—	291	—	410	(140)	—	—	—	356	917
Brookfield Infrastructure Income Fund	3 %	481	(1)	(2)	6	(3)	—	(98)	—	(34)	349
Brookfield Global Transition Fund I	77 %-80 %	1 461	20	294	2 045	—	(26)	(81)	—	(31)	3 682
Brookfield Global Transition Fund II	50 %-51 %	—	1	(3)	298	—	—	—	—	—	296
Portefeuille hydroélectrique au Canada	50 %	1 148	15	2	—	—	—	(42)	—	165	1 288
The Catalyst Group	25 %	115	7	3	—	—	—	(3)	—	—	122
Partenaires institutionnels d'Isagen	53 %	2 159	98	603	—	—	—	(156)	—	—	2 704
Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	0,3 %	14	1	4	—	—	—	(1)	—	—	18
Divers	0,3 %-72 %	659	(55)	11	71	3	(3)	(32)	414	256	1 324
Total		<u>14 755 \$</u>	<u>619 \$</u>	<u>1 364 \$</u>	<u>2 993 \$</u>	<u>(140) \$</u>	<u>(449) \$</u>	<u>(1 428) \$</u>	<u>414 \$</u>	<u>735 \$</u>	<u>18 863 \$</u>

¹⁾ Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se sont élevées à 870 millions \$.

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)	Exercice clos le 31 décembre 2025						Exercice clos le 31 décembre 2024				Exercice clos le 31 décembre 2023			
	Participations détenues par des tiers	Établissement	Produits	Résultat net	Total du résultat global	Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	Produits	Résultat net	Total du résultat global	Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	Produits	Résultat net	Total du résultat global	Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle
Brookfield Americas Infrastructure Fund ¹	78 %	États-Unis	— \$	— \$	\$	— \$	4 \$	33 \$	35 \$	22 \$	51 \$	31 \$	(15) \$	27 \$
Brookfield Infrastructure Fund II ¹	58 %-60 %	États-Unis, Brésil, Europe	168	54	(14)	33	197	(21)	(135)	(11)	187	45	108	27
Brookfield Infrastructure Fund III ²	69 %-71 %	États-Unis, Brésil, Europe, Inde, Chine	170	20	(457)	15	176	5	(80)	4	192	79	306	56
Brookfield Infrastructure Fund IV.....	75 %	États-Unis, Brésil, Inde, Chine	544	185	235	132	585	44	(119)	33	533	46	362	43
Brookfield Infrastructure Fund V.....	72 %	États-Unis	98	(126)	(207)	(80)	188	85	1 650	63	45	411	411	291
Brookfield Global Transition Fund I.....	77 %-80 %	Amérique du Nord, Europe, Inde, Chine, Australie	348	350	793	307	180	(85)	406	22	145	26	409	20
Brookfield Global Transition Fund II.....	72 %-77 %	Royaume-Uni, Inde, Corée du Sud	23	(58)	2	(56)	9	(11)	(9)	(8)	—	(1)	(1)	—
Neoen.....	80 %-93 %	Europe, Australie, Amérique du Nord, Amérique du Sud	792	312	1 472	290	—	(17)	(39)	(10)	—	—	—	—
Portefeuille hydro-électrique au Canada.....	50 %	Canada	135	42	327	22	123	30	(59)	16	130	31	28	16
Portefeuille hydroélectrique aux États-Unis ³	50 %-84 %	États-Unis	118	15	—	5	124	2	(488)	2	158	77	(181)	37
The Catalyst Group.....	25 %	États-Unis	138	56	318	14	129	49	37	12	102	27	40	7
Isagen ⁴	63 %	Colombie	1 293	186	1 858	133	1 489	191	1 712	148	1 285	186	1 331	144
TerraForm Power ⁵	42 %	Amérique du Nord, Amérique du Sud, Europe	985	(181)	(388)	(86)	1 199	131	48	45	1 213	(27)	(93)	(43)
OnPath ⁶	3 %-65,6 %	Royaume-Uni	97	(32)	67	(1)	97	10	31	5	13	2	(4)	1
Divers.....	1,8 %-57 %	Amérique du Nord, Amérique du Sud, Chine, Inde	720	(214)	(14)	(101)	683	86	971	10	230	(19)	(172)	(7)
Total.....			5 629 \$	609 \$	3 992	627 \$	5 183 \$	532 \$	3 961 \$	353 \$	4 284 \$	914	2 529 \$	619 \$

¹⁾ Compte non tenu de l'information liée à un portefeuille hydroélectrique aux États-Unis d'une puissance de 448 MW, qui est présentée distinctement.

²⁾ Compte non tenu de l'information liée à Isagen et à TerraForm Power, qui sont présentées distinctement.

³⁾ Les participations détenues par des tiers dans le portefeuille étaient de 49,9 % à 83,5 % au 31 décembre 2025 et se répartissaient comme suit : Brookfield Americas Infrastructure Fund, jusqu'à 58,5 %, Brookfield Infrastructure Fund II, jusqu'à 49,9 % et Brookfield Infrastructure Income Fund, jusqu'à 25 %.

⁴⁾ Les participations détenues par des tiers dans Isagen totalisaient 62,7 % au 31 décembre 2025 et se répartissaient comme suit : Brookfield Global Infrastructure Income Fund, 6,8 %; investisseurs institutionnels d'Isagen, 55,6 %; et autres participations ne donnant pas le contrôle, 0,3 %.

⁵⁾ La participation détenue par des tiers dans TerraForm Power totalisait 41,7 % au 31 décembre 2025 et se répartissait comme suit : Brookfield Infrastructure Fund III, 34,9 %, et Brookfield Global Infrastructure Income Fund, 6,8 %.

⁶⁾ Les participations détenues par un tiers dans OnPath totalisaient 65,6 % au 31 décembre 2025 et se répartissaient comme suit : Brookfield Global Transition Fund II, 62,6 %, et Brookfield Global Infrastructure Income Fund, 3,0 %.

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)

	Participations détenues par des tiers	Établissement	Au 31 décembre 2025 :					Au 31 décembre 2024 :				
			Immobi-lisations corporelles à la juste valeur	Total de l'actif	Total des emprunts	Total du passif	Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	Immobi-lisations corporelles à la juste valeur	Total de l'actif	Total des emprunts	Total du passif	Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle
Brookfield Americas Infrastructure Fund ¹	78 %	États-Unis	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	72 \$	— \$	— \$	51 \$
Brookfield Infrastructure Fund II ²	58 %-60 %	États-Unis, Brésil, Europe	2 154	2 238	1 024	1 186	641	2 218	2 306	585	656	995
Brookfield Infrastructure Fund III ²	69 %-71 %	États-Unis, Brésil, Europe, Inde, Chine	2 133	2 325	1 129	1 271	764	2 586	3 637	913	1 357	1 621
Brookfield Infrastructure Fund IV	75 %	États-Unis, Brésil, Inde, Chine	3 255	4 696	1 831	2 557	1 541	6 817	8 336	3 585	5 141	2 106
Brookfield Infrastructure Fund V	72 %	États-Unis	1 991	3 594	213	1 831	1 760	3 917	4 148	599	2 118	1 955
Brookfield Global Transition Fund I	77 %-80 %	Amérique du Nord, Europe, Inde, Chine, Australie	8 579	16 900	4 065	9 747	6 385	7 253	11 272	2 659	6 138	5 312
Brookfield Global Transition Fund II	72 %-77 %	Royaume-Uni, Inde	1 351	3 551	1 200	2 265	727	125	176	80	222	(9)
Neoen	80 %-93 %	Europe, Australie, Amérique du Nord, Amérique du Sud	8 547	14 468	4 806	11 645	2 702	7 135	14 186	4 579	10 611	3 583
Portefeuille hydroélectrique au Canada	50 %	Canada	2 370	2 594	133	176	1 341	2 346	2 589	130	171	1 263
Portefeuille hydroélectrique aux États-Unis ³	50 %-84 %	États-Unis	1 701	2 173	750	865	805	2 790	2 865	733	821	1 009
The Catalyst Group	25 %	États-Unis	1 238	1 248	353	360	196	996	1 007	394	406	125
Isagen ⁴	63 %	Colombie	15 219	16 764	3 596	8 912	4 926	12 431	13 958	3 251	7 443	5 041
TerraForm Power ⁵	42 %	Amérique du Nord, Amérique du Sud, Europe	6 315	7 085	4 416	6 040	701	7 933	8 731	5 006	7 281	862
OnPath ⁶	3 %-65,6 %	Royaume-Uni	712	1 247	351	1 028	406	645	975	270	466	342
Divers	1,8 %-57 %	Amérique du Nord, Amérique du Sud, Chine, Inde	3 833	5 809	926	2 334	1 269	4 978	7 605	2 099	3 339	1 912
Total			59 398 \$	84 692 \$	24 793 \$	50 217 \$	24 164 \$	62 170 \$	81 863 \$	24 883 \$	46 170 \$	26 168 \$

¹⁾ Compte non tenu de l'information liée à un portefeuille hydroélectrique aux États-Unis d'une puissance de 448 MW, qui est présentée distinctement.

²⁾ Compte non tenu de l'information liée à Isagen et à TerraForm Power, qui sont présentées distinctement.

³⁾ Les participations détenues par des tiers dans le portefeuille étaient de 49,9 % à 83,5 % au 31 décembre 2025 et se répartissaient comme suit : Brookfield Americas Infrastructure Fund, jusqu'à 58,5 %, Brookfield Infrastructure Fund II, jusqu'à 49,9 % et Brookfield Infrastructure Income Fund, jusqu'à 25 %.

⁴⁾ Les participations détenues par des tiers dans Isagen totalisaient 62,7 % au 31 décembre 2025 et se répartissaient comme suit : Brookfield Global Infrastructure Income Fund, 6,8 %; investisseurs institutionnels d'Isagen, 55,6 %; et autres participations ne donnant pas le contrôle, 0,3 %.

⁵⁾ La participation détenue par des tiers dans TerraForm Power totalisait 41,7 % au 31 décembre 2025 et se répartissait comme suit : Brookfield Infrastructure Fund III, 34,9 %, et Brookfield Global Infrastructure Income Fund, 6,8 %.

⁶⁾ Les participations détenues par des tiers dans OnPath totalisaient 65,6 % au 31 décembre 2025 et se répartissaient comme suit : Brookfield Global Transition Fund II, 62,6 %, et Brookfield Global Infrastructure Income Fund, 3,0 %.

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, actions échangeables de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation détenues par des actionnaires publics et les détenteurs de Brookfield et actions échangeables de catégorie A.2 de Brookfield Renewable Holdings Corporation détenues par les détenteurs de 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 commandité dépassent les niveaux cibles de 0,20 \$ par part de société en commandité par trimestre, la distribution incitative s'établit à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandité sont supérieures à 0,2253 \$ par part de société en commandité par trimestre, la distribution incitative équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-delà de ce seuil. Des distributions incitatives de 145 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 (128 millions \$ en 2024).

Les capitaux propres consolidés comprennent les parts de société en commandité rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2 et la participation de commandité. Les parts de société en commandité rachetables/échangeables et la participation de commandité sont détenues entièrement par Brookfield, tandis que les actions échangeables de BEPC et les actions échangeables de catégorie A.2 sont détenues à 25 % par les détenteurs de Brookfield, et le reste par les actionnaires publics. Les parts de société en commandité rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et les actions échangeables de catégorie A.2 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 commandité qu'elle détient ou, dans le cas des actions échangeables de catégorie A.2, d'actions échangeables de BEPC ou des parts de société en commandité, au gré de Brookfield, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une, les parts de société en commandité rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et les actions échangeables de catégorie A.2 sont classées à titre de capitaux propres selon IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. Se reporter à la note 29, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

Les parts de société en commandité rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2 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 2025, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 36 058 actions échangeables de BEPC (10 675 pour l'exercice clos le 31 décembre 2024), contre un nombre équivalent de parts de société en commandité d'une valeur d'environ 1 million \$ (moins de 1 million \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024). Aucune part de société en commandité rachetable/échangeable ni aucune action échangeable de catégorie A.2 n'a été rachetée.

Les parts de société en commandité rachetables/échangeables émises par BRELP, les actions échangeables de BEPC émises par BEPC et les actions échangeables de catégorie A.2 émises par BRHC comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards des parts de société en commandité émises par Énergie Brookfield, sauf en ce qui concerne le droit de rachat décrit précédemment. Les parts de société en commandité rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2 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 commandité d'Énergie Brookfield.

Au 31 décembre 2025, 194 487 939 parts de société en commandite rachetables/échangeables (194 487 939 parts de société en commandite rachetables/échangeables au 31 décembre 2024), 179 604 793 actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2 sur une base combinée (179 640 851 actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2 sur une base combinée au 31 décembre 2024) et 3 977 260 parts de commandité (3 977 260 parts de commandité au 31 décembre 2024) étaient en circulation.

En décembre 2025, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions échangeables de BEPC en circulation. Énergie Brookfield est autorisée à racheter jusqu'à 7 244 255 actions échangeables de BEPC, soit 5 % de ses actions échangeables de BEPC émises et en circulation. L'offre viendra à échéance le 17 décembre 2026, ou plus tôt si Énergie Brookfield venait à terminer ses rachats avant cette date. Aucune action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024.

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	2025	2024	2023
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	6 \$	6 \$	5 \$
Distributions incitatives.....	145	128	111
	151	134	116
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	293	277	265
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2 détenues par :			
Détenteurs de Brookfield.....	67	64	61
Porteurs d'actions externes.....	202	192	180
Total des actions échangeables de BEPC et des actions échangeables de catégorie A.2.....	269	256	241
	713 \$	667 \$	622 \$

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 et aux actions échangeables de catégorie A.2 de Brookfield Renewable Corporation détenues par des actionnaires publics et les détenteurs de Brookfield* :

(EN MILLIONS)	2025	2024	2023
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	6 407 \$	5 876 \$	5 038 \$
Résultat net.....	712	(9)	616
Résultat global.....	3 851	3 348	2 036
Résultat net attribuable aux éléments suivants ¹ :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	144	125	111
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	(48)	(174)	(63)
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2 ...	(44)	(160)	(57)
Aux 31 décembre :			
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	70 456 \$	73 475 \$	
Total de l'actif	98 701	94 809	
Total des emprunts.....	34 892	34 390	
Total du passif	63 727	58 353	
Valeur comptable des éléments suivants ² :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	52	50	
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 524	2 457	
¹⁾ Réparti en fonction de la moyenne pondérée de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables et des actions échangeables de catégorie A.2 de BEPC et des parts de société en commandite de respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 179,6 millions et 287,0 millions (respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 179,6 millions et 285,5 millions en 2024, et 4,0 millions, 194,5 millions, 176,3 millions et 282,4 millions en 2023).			
²⁾ Réparti en fonction de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables et des actions échangeables de catégorie A.2 de BEPC et des parts de société en commandite en circulation de respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 179,6 millions et 306,0 millions (respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 179,6 millions et 285,2 millions en 2024).			

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 cumulé des dividendes (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable aux	
				2025	2024	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Série 1 (136 \$ CA).....	8,37	5,2	Avril 2025	8 \$	4 \$	152 \$	119 \$
Série 2 (113 \$ CA) ¹ ...	1,59	5,3	Avril 2025	2	4	29	54
Série 3 (249 \$ CA).....	9,96	6,5	Juillet 2024	10	10	180	172
Série 5 (103 \$ CA).....	4,11	5,0	Avril 2018	4	4	75	71
Série 6 (175 \$ CA).....	7,00	5,0	Juillet 2018	6	6	127	121
	31,03			30 \$	28 \$	563 \$	537 \$

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

Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se sont élevées à 25 millions \$ (28 millions \$ en 2024 et 27 millions \$ en 2023).

Les actions privilégiées de catégorie A ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2025, aucune des actions privilégiées de catégorie A émises n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield a déclaré que les distributions trimestrielles fixes sur les actions privilégiées de catégorie A, série 1, d'Actions privilégiées ERB, seront versées à un taux annuel de 5,203 % au cours des cinq prochains exercices à partir du 1^{er} mai 2025.

Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield a déclaré que les distributions trimestrielles variables sur les actions privilégiées de catégorie A, série 2, d'Actions privilégiées ERB seront versées à un taux annualisé de 5,27 % au cours des trois mois commençant le 1^{er} mai 2025.

Au cours de l'exercice, 1 619 actions privilégiées de catégorie A, série 1, d'Actions privilégiées ERB ont été converties, à raison de une pour une, en actions privilégiées de catégorie A, série 2, d'Actions privilégiées ERB.

Au cours de l'exercice, 1 524 396 actions privilégiées de catégorie A, série 2, d'Actions privilégiées ERB ont été converties, à raison de une pour une, en actions privilégiées de catégorie A, série 1, d'Actions privilégiées ERB.

En décembre 2025, 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 17 décembre 2026 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, Actions privilégiées ERB est autorisée à racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries d'actions privilégiées de catégorie A. Aucune action privilégiée de catégorie A n'a été rachetée au cours de 2025 ni en 2024 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Billets subordonnés perpétuels

Le tableau suivant présente la composition des billets subordonnés perpétuels d'Énergie Brookfield :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				Charge d'intérêt pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable aux	
Date d'émission	Billets en circulation	Taux d'intérêt (%)	Date de rachat la plus rapprochée	2025	2024	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Avril 2021	14,0	4,63	Avril 2026	16 \$	16 \$	340 \$	340 \$
Décembre 2021	10,4	4,88	Décembre 2026	13	13	252	252
Mars 2024	6,0	7,25	Mars 2029	11	8	145	145
	<u>30,4</u>			<u>40 \$</u>	<u>37 \$</u>	<u>737 \$</u>	<u>737 \$</u>

Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se sont élevées à 40 millions \$ (37 millions \$ en 2024 et 29 millions \$ en 2023).

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 distributions (%)	Date de rachat permise la plus rapprochée	Distributions déclarées pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable aux	
				2025	2024	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Série 7 (175 \$ CA).....	7,00	5,50	Janvier 2026	7	7	128	128
Série 13 (250 \$ CA).....	10,00	6,05	Avril 2028	11	10	196	196
Série 15 (175 \$ CA).....	—	—	Avril 2024	—	2	—	—
Série 17 (200 \$).....	8,00	5,25	Mars 2025	10	11	195	195
Série 18 (150 \$ CA).....	6,00	5,50	Avril 2027	6	7	115	115
	<u>31,00</u>			<u>34 \$</u>	<u>37 \$</u>	<u>634 \$</u>	<u>634 \$</u>

Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se sont élevées à 32 millions \$ (37 millions \$ en 2024 et 41 millions \$ en 2023).

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

En décembre 2025, 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 17 décembre 2026, 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 de société en commandite privilégiées de catégorie A. Aucune part n'a été rachetée en 2025 et en 2024.

17. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Le 10 novembre 2025, Énergie Brookfield a émis 15 050 200 parts de société en commandite par voie de prise ferme au prix de 29,90 \$ la part de société en commandite, pour un produit brut de 450 millions \$. Parallèlement, une filiale de Brookfield Corporation a acheté 6 967 670 parts de société en commandite au prix offert des parts de société en commandite (déduction faite de la commission de placement). Le produit brut total du placement ainsi que du placement privé simultané s'est élevé à environ 650 millions \$. Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 18 millions \$, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes comptabilisée dans les capitaux propres.

Au 31 décembre 2025, un total de 305 987 962 parts de société en commandite étaient en circulation (285 180 371 parts de société en commandite en 2024), dont 81 306 719 parts de société en commandite (74 339 049 parts de société en commandite en 2024) étaient détenues par les détenteurs de Brookfield. 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 2025, un total de 276 638 parts de société en commandite (285 010 parts de société en commandite en 2024) ont été émises dans le cadre du programme de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de 7 millions \$ (7 millions \$ en 2024).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 36 058 actions échangeables de BEPC (10 675 actions en 2024), contre un nombre équivalent de parts de société en commandite d'une valeur de moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2024).

Au 31 décembre 2025, les détenteurs de Brookfield détenaient une participation directe et indirecte d'environ 47 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. Les détenteurs de Brookfield détenaient une participation directe et indirecte, soit 320 608 493 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables, actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2, sur une base combinée. La participation restante est détenue par des investisseurs publics.

Compte non tenu d'un échange intégral, les détenteurs de Brookfield détenaient au 31 décembre 2025 une participation directe de société en commandite de 27 % dans Énergie Brookfield, une participation directe de 39 % 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 25 % dans les actions échangeables de BEPC et les actions échangeables de catégorie A.2.

En décembre 2025, 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 15 296 104 parts de société en commandite, soit 5 % de ses parts de société en commandite émises et en circulation. L'offre viendra à échéance le 17 décembre 2026, ou plus tôt si Énergie Brookfield venait à terminer ses rachats avant cette date. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, 1 522 975 parts de société en commandite (2 279 654 parts en 2024) ont été rachetées et annulées, pour un coût total de 34 millions \$ (52 millions \$ en 2024).

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	2025	2024
Détenteurs de Brookfield.....	112 \$	105 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	322	301
	434 \$	406 \$

En janvier 2026, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 1,568 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de plus de 5 % ou de 0,08 \$ par part de société en commandite, qui prendra effet pour la distribution à verser en mars 2026.

Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se sont élevées à 427 millions \$ (395 millions \$ en 2024 et 370 millions \$ en 2023).

18. GOODWILL

Le tableau suivant présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Note	Total
Solde au 31 décembre 2023		1 944 \$
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises.....	3	3 556
Ajustements apportés à la répartition des prix d'acquisition	3	118
Cession	4	(63)
Écart de conversion et autres		(121)
Solde au 31 décembre 2024		5 434
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises.....	3	71
Ajustements apportés à la répartition des prix d'acquisition	3	266
Cession	4	(115)
Changement de référentiel comptable ¹	4	(206)
Écart de conversion et autres		569
Solde au 31 décembre 2025		6 019 \$

¹⁾ Comprend la décomptabilisation d'une plateforme d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde. Se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », pour de plus amples renseignements.

Le goodwill est affecté aux UGT ou groupes d'UGT suivants :

(EN MILLIONS)	2025	2024
Modèle de la valeur d'utilité.....		
Énergie solaire destinée aux réseaux publics aux États-Unis ¹	381 \$	307 \$
Production décentralisée aux États-Unis ²	236	351
Énergie éolienne aux États-Unis	9	9
Stockage en Europe ³	149	139
Énergie solaire destinée aux réseaux publics en Europe ³	116	105
Énergie éolienne en Europe ³	79	73
Énergie éolienne en APAC ⁴	8	109
Énergie solaire en APAC ⁴	21	102
Production décentralisée en APAC ⁴	3	26
Production décentralisée au Chili.....	16	16
Neoen		
Énergie éolienne en Australie.....	900	921
Stockage en Australie.....	735	377
Énergie solaire dans le reste du monde	1 121	1 338
Stockage dans le reste du monde.....	1 025	404
Énergie éolienne dans le reste du monde	411	465
	5 210	4 742
Juste valeur diminuée des coûts de la cession.....		
Énergie solaire destinée aux réseaux publics en Europe	94	82
Actifs hydroélectriques en Colombie ⁵	715	610
	6 019 \$	5 434 \$

- ¹⁾ Comprend un goodwill de 307 millions \$ (307 millions \$ en 2024) lié à l'acquisition en 2022 d'une entreprise en développement d'énergie solaire destinée aux réseaux publics détenant un portefeuille d'actifs aux États-Unis d'une puissance de 20 GW, ainsi qu'un goodwill de 71 millions \$ (néant en 2024) lié à l'acquisition de Geronimo Power en 2025. Se reporter à la note 3, « Acquisitions », pour de plus amples renseignements.
- ²⁾ Comprend un goodwill de néant (115 millions \$ en 2024) lié à une société acquise en 2021 détenant des actifs en exploitation d'une puissance de 360 MW et des actifs en développement d'une puissance de 700 MW ainsi qu'un goodwill de 236 millions \$ (236 millions \$ en 2024) lié à l'acquisition en 2022 d'un exploitant aux États-Unis d'actifs de production décentralisée intégrée détenant des actifs en exploitation et en construction visés par contrat portant sur une puissance d'environ 500 MW et un portefeuille de projets en développement d'une puissance de 1,8 GW.
- ³⁾ Comprend un goodwill de 44 millions \$ (40 millions \$ en 2024) lié à l'énergie solaire, 79 millions \$ (73 millions \$ en 2024) lié à l'énergie éolienne et 149 millions \$ (139 millions \$ en 2024) lié au stockage ayant trait à un développeur indépendant de premier plan de projets d'énergie renouvelable au Royaume-Uni détenant des actifs terrestres d'énergie éolienne d'une puissance de 260 MW, de projets en développement à très court terme d'une puissance de 800 MW et de projets à un stade avancé d'une puissance de 3 GW acquis en 2023 ainsi qu'un goodwill de 72 millions \$ (64 millions \$ en 2024) lié à un portefeuille d'actifs solaires en développement destiné aux réseaux publics en Allemagne d'une puissance de 1,7 GW acquis en 2022.
- ⁴⁾ Comprend un goodwill de néant (100 millions \$ en 2024) lié à l'énergie éolienne, de néant (80 millions \$ en 2024) lié à l'énergie solaire et de néant (22 millions \$ en 2024) lié à la production décentralisée relativement à l'acquisition en 2023 d'un promoteur d'énergie renouvelable de premier plan détenant des actifs d'énergie renouvelable et de stockage en exploitation et en construction d'une puissance de 4,5 GW. Comprend aussi un goodwill de 8 millions \$ (9 millions \$ en 2024) lié à l'énergie éolienne et de 13 millions \$ (14 millions \$ en 2024) lié à l'énergie solaire relativement à l'acquisition en 2024 d'un promoteur d'énergie renouvelable en Inde détenant des projets en exploitation d'une puissance de 524 MW et des projets en construction d'une puissance de 2,5 GW. Comprend un goodwill de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2024) relativement à l'acquisition en 2024 d'un portefeuille d'actifs de production décentralisée en exploitation d'une puissance de 341 MW et en construction d'une puissance de 2,2 GW en Corée du Sud. Comprend un montant de 8 millions \$ (8 millions \$ en 2024) lié à un portefeuille d'actifs d'énergie solaire en exploitation en Chine d'une puissance de 600 MW acquis en 2024.
- ⁵⁾ Le goodwill associé au secteur hydroélectricité en Colombie 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 retranché de la valeur comptable tout goodwill secondaire justifié, en du test de dépréciation, par l'existence du passif d'impôt différé initial qui a donné lieu au goodwill.

Au 31 décembre 2025, 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.

Pour ce qui est du solde du goodwill, le goodwill est établi en fonction des flux de trésorerie ou de la juste valeur, diminués des coûts de cession lorsque la juste valeur est classée au niveau 3. Les principales données utilisées pour déterminer la juste valeur de chaque UGT selon le modèle de la valeur d'utilité sont des taux d'actualisation variant de 8 % à 17 %, un taux de capitalisation final de 3x à 9x, des flux de trésorerie discrets de 5 ans, le développement prévu de MW par année et des hypothèses sur le niveau d'endettement futur des plateformes. Les principales données sont déterminées en fonction d'une combinaison de données d'exploitation et d'expériences passées. Les flux de trésorerie au-delà de la période de prévision de cinq ans témoignent de la croissance soutenue de l'entreprise en matière de développement, grâce à un portefeuille de projets ciblés.

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 2025, ces ratios étaient de respectivement 14 % et 39 % (respectivement 15 % et 40 % en 2024).

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 2025, qui était la même qu'en 2024, consistait à respecter les mesures aux 31 décembre présentées dans le tableau ci-après :

(EN MILLIONS)	Siège social		Données consolidées	
	2025	2024	2025	2024
Facilité de crédit de la société mère ¹	— \$	240 \$	— \$	240 \$
Papier commercial ¹	194	431	194	431
Dette				
Billets à moyen terme ²	3 187	3 008	3 187	3 008
Billets hybrides ²	328	139	328	139
Emprunts sans recours ³	—	—	31 555	30 904
	3 515	3 147	35 070	34 051
Passifs d'impôt différé, montant net ⁴	—	—	8 902	8 109
Capitaux propres				
Participations ne donnant pas le contrôle	—	—	24 164	26 168
Actions privilégiées	563	537	563	537
Billets subordonnés perpétuels	737	737	737	737
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	634	634	634	634
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	8 876	8 380	8 876	8 380
Capitalisation totale	14 325 \$	13 435 \$	78 946 \$	78 616 \$
Ratio d'endettement ¹	25 %	23 %	44 %	43 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) ⁵	14 %	15 %	39 %	40 %

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

²⁾ Les billets à moyen terme et les billets hybrides ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 23 millions \$ (16 millions \$ en 2024), déduction faite des primes non amorties.

³⁾ Les emprunts consolidés sans recours comprennent un montant de 1 569 millions \$ (1 494 millions \$ en 2024) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais contractée auprès d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 168 millions \$ (171 millions \$ en 2024) et des primes et des escomptes non amortis de 181 millions \$ (145 millions \$ en 2024).

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

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

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)	2025	2024	2023
Solde au début de l'exercice.....	2 740 \$	2 546 \$	1 392 \$
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	919	—	44
Participation ¹	245	389	700
Remboursement de capital	—	(5)	—
Quote-part du résultat net.....	(110)	(88)	186
Quote-part des autres éléments du résultat global	216	443	162
Dividendes reçus	(159)	(90)	(58)
Changement de référentiel comptable, montant net ^{2, 3, 4, 5}	366	—	105
Transferts dans les actifs détenus en vue de la vente.....	—	(421)	—
Cession.....	(192)	—	—
Écart de conversion et autres.....	62	(34)	15
Solde à la fin de l'exercice	4 087 \$	2 740 \$	2 546 \$

¹⁾ Comprend la participation d'Isagen S.A. E.S.P. dans un actif solaire destiné aux réseaux publics. Se reporter à la note 3, « Acquisitions », pour de plus amples renseignements.

²⁾ Comprend la comptabilisation d'un portefeuille éolien d'une puissance de 845 MW aux États-Unis. Se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », pour de plus amples renseignements.

³⁾ Comprend la décomptabilisation d'une plateforme d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde. Se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », pour de plus amples renseignements.

⁴⁾ Comprend la comptabilisation d'une plateforme de développement d'actifs de production décentralisée aux États-Unis. Se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », pour de plus amples renseignements.

⁵⁾ Comprend la décomptabilisation de Westinghouse. Au quatrième trimestre de 2025, la société en commandite a résilié une convention de vote avec une entité sous la gestion de Brookfield Asset Management qui conférerait, à la société en commandite, une influence notable sur Westinghouse. La résiliation a eu pour effet de rationaliser la structure de gouvernance des participations du consortium Brookfield dans Westinghouse afin d'accélérer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires aux États-Unis et à l'échelle mondiale. À la suite de cette résiliation, Énergie Brookfield n'exerce plus d'influence notable sur la participation, sans changement de sa participation financière sous-jacente dans l'entreprise. Par conséquent, sa participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence de 428 millions \$ a été décomptabilisée, la participation de 11 % conservée a été comptabilisée à sa juste valeur, soit 1 047 millions \$ en tant qu'actif financier dans les états consolidés de la situation financière, et un profit de 619 millions \$ découlant de la réévaluation a été comptabilisé au poste Autres produits dans les comptes consolidés de résultat.

Le tableau suivant présente les participations et la valeur comptable des investissements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et des coentreprises, qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence :

	Participation		Valeur comptable	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	22 %-50 %	22 %-50 %	517 \$	349 \$
Énergie éolienne	25 %-50 %	25 %-50 %	1 016	476
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	25 %-65 %	25 %-65 %	1 398	320
Énergie décentralisée et stockage	13 %-67 %	50 %-67 %	597	680
Solutions durables.....	4 %-67 %	4 %-67 %	559	915
			4 087 \$	2 740 \$

Le tableau suivant présente le total des actifs et des passifs associés aux placements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et des coentreprises :

	Total de l'actif		Total du passif	
	2025	2024	2025	2024
Hydroélectricité	2 274 \$	2 063 \$	852 \$	698 \$
Énergie éolienne	7 643	4 151	4 618	2 573
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	8 430	3 732	4 650	1 937
Énergie décentralisée et stockage	3 398	2 776	1 667	1 460
Solutions durables.....	6 433	8 105	2 053	1 830
	28 178 \$	20 827 \$	13 840 \$	8 498 \$

Le tableau suivant présente le total des produits, du résultat net et des autres éléments du résultat global associés aux investissements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et des coentreprises :

(EN MILLIONS)	2025			2024			2023		
	Produits	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Produits	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Produits	Résultat net	Autres éléments du résultat global
Hydroélectricité.....	105 \$	(15)\$	13 \$	115 \$	49 \$	849 \$	105 \$	74 \$	(14) \$
Énergie éolienne.....	391	(109)	146	56	(11)	35	—	3	21
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	204	(108)	—	52	(152)	200	28	478	63
Énergie décentralisée et stockage	248	(12)	33	461	(47)	98	604	210	373
Solutions durables	1 357	9	17	1 020	(205)	109	1 016	46	62
	2 305 \$	(235)\$	209 \$	1 704 \$	(366)\$	1 291 \$	1 753 \$	811 \$	505 \$

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)	2025	2024
Trésorerie.....	1 493 \$	2 682 \$
Dépôts à court terme.....	480	146
Trésorerie soumise à des restrictions	120	307
	2 093 \$	3 135 \$

22. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

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

(EN MILLIONS)	Note	2025	2024
Activités		202 \$	284 \$
Obligations liées au crédit		161	157
Dépenses d'investissement et projets de développement.....		5	22
Total.....		368	463
Moins : tranche non courante	24	(148)	(177)
Tranche courante		220 \$	286 \$

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)	2025	2024
Créances clients	920 \$	808 \$
Charges payées d'avance et créances diverses	207	174
Taxes de vente à recouvrer	208	193
Stocks	177	154
Impôts à recevoir	377	91
Dépôts et avances	142	200
Dépôts affectés en garantie ¹	151	197
Tranche courante des actifs sur contrat	74	65
Autres créances à court terme.....	286	242
	2 542 \$	2 124 \$

¹⁾ 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 2025, 88 % des créances clients n'étaient pas en souffrance (83 % en 2024). Énergie Brookfield ne s'attend pas à ce que la recouvrabilité de ces montants soit un enjeu. Par conséquent, aux 31 décembre 2025 et 2024, il n'était pas nécessaire de constituer une provision pour créances douteuses concernant les 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)	Note	2025	2024
Créances à long terme		495 \$	396 \$
Actifs sur contrat		209	250
Montants à recevoir de parties liées Liquidités soumises à restrictions	29	12	8
Liquidités soumises à restrictions.....	22	148	177
Divers		89	110
		953 \$	941 \$

Aux 31 décembre 2025 et 2024, 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 crédateurs d'Énergie Brookfield aux 31 décembre étaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2025	2024
Dettes fournisseurs	959 \$	787 \$
Créditeurs liés aux activités d'exploitation.....	624	733
Intérêts à payer sur les emprunts	247	264
Impôts à payer	85	28
Distributions à verser aux porteurs de parts de société en commandite, distributions à verser sur les parts de société en commandite privilégiées, dividendes à payer sur les actions privilégiées, distributions à verser sur les billets subordonnés perpétuels et dividendes à payer sur les actions échangeables ¹	65	60
Tranche courante des passifs sur contrat.....	63	47
Tranche courante des obligations locatives	53	49
Divers	150	136
	2 246 \$	2 104 \$

¹⁾ 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 aux détenteurs de 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 d'Énergie Brookfield :

(EN MILLIONS)	2025	2024
Solde au début de l'exercice.....	1 095 \$	976 \$
Ajouts.....	108	50
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	19	183
Cession	(223)	(50)
Transfert dans les passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	(203)	—
Désactualisation.....	50	47
Modification d'estimations ¹	7	(98)
Écart de conversion	34	(16)
Divers	(28)	3
Solde à la fin de l'exercice	859 \$	1 095 \$

¹⁾ Des modifications sont apportées aux estimations en raison de modifications apportées aux hypothèses sous-jacentes qui servent de données pour établir la valeur de l'obligation de démantèlement.

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 2063. 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 litiges, se reporter à la note 28, « Engagements, éventualités et garanties ».

Les provisions comprennent aussi des contreparties éventuelles et différées de 203 millions \$ (283 millions \$ en 2024).

27. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

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

(EN MILLIONS)	2025	2024
Obligations locatives	852 \$	1 109 \$
Passifs sur contrat.....	679	686
Obligations au titre des prestations de retraite.....	62	56
Divers.....	231	225
	1 824 \$	2 076 \$

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 2025, Énergie Brookfield avait pris des engagements au titre des dépenses d'investissement en cours totalisant 4 770 millions \$ (2 923 millions \$ en 2024). De ce montant, une tranche de 2 692 millions \$ (2 221 millions \$ en 2024) est exigible dans moins d'un an, une tranche de 1 982 millions \$ (696 millions \$ en 2024), dans deux à cinq ans, et la tranche restante de 96 millions \$ (6 millions \$ en 2024), par la suite.

Le tableau suivant présente la liste des actifs et des portefeuilles d'actifs qu'Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a convenu d'acquérir sous réserve des conditions de clôture habituelles, au 31 décembre 2025 :

Région	Technologie	Puissance	Contrepartie	Participation financière d'Énergie Brookfield	Clôture prévue
Corée du Sud	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Développement de 244 MW	70 milliards KRW (50 millions \$)	28 %	T1 2032
Chine	Énergie éolienne	Développement de 201 MW	503 millions CNY (72 millions \$)	20 %	T1 2026

Une partie intégrante de la stratégie d'Énergie Brookfield consiste à participer avec des partenaires 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 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 coinvestisseurs 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.

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, avec des partenaires 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 de fonds propres, 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, Brookfield Infrastructure Fund V, Fonds de transition mondiale de Brookfield et Brookfield Global Transition Fund II. 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 de fonds propres, et à l'achèvement des travaux de construction et au rendement.

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

(EN MILLIONS)	2025	2024
Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels	93 \$	74 \$
Filiales d'Énergie Brookfield	4 306	2 718
	4 399 \$	2 792 \$

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, d'activités de commercialisation d'électricité comme les conventions d'achat et de vente, les swaps, les facilités de crédit de certains fonds privés de Brookfield, et qui sont également garantis par les capitaux engagés de nos partenaires institutionnels tiers, ainsi que de ventes et d'achats 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 reformulée.

Convention-cadre de services

Énergie Brookfield a conclu une convention avec Brookfield Corporation en vertu de laquelle Brookfield Corporation 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^{er} janvier 2013). Au 31 décembre 2025, la valeur de la capitalisation totale s'établissait à 26 milliards \$, en comparaison de la valeur de référence initiale de 8 milliards \$ et compte tenu du montant annuel de 28 millions \$ (ajusté pour tenir compte de l'inflation), ce qui a entraîné le paiement d'honoraires de gestion de 223 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (204 millions \$ en 2024 et 205 millions \$ en 2023).

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 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.

Conventions de services d'électricité

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.

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^{er} 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^{er} 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^{er} 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 a été réduit de 3 \$ le MWh chaque année à partir de 2021 jusqu'en 2025, puis à nouveau de 5,04 \$ le 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

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.

De plus, Énergie Brookfield peut, de temps à autre, conclure d'autres conventions d'achat d'électricité avec Brookfield et ses filiales pour la livraison d'électricité, des attributs liés à la production et d'autres services connexes. Ces conventions sont généralement conclues au prix du marché.

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 partenaires 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 sont de 22 %.

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 partenaires 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 57 %.

Sauf ce qui est énoncé ci-après relativement à TerraForm Power, 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 partenaires 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 29 % 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 Corporation 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. À ce jour, Énergie Brookfield satisfait au critère de propriété et a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration.

Énergie Brookfield détient sa participation dans Neoen dans le cadre d'un consortium. Le consortium, quant à lui, détient sa participation dans Neoen par l'entremise d'une entité (« BRHL Holdco »). BRHL Holdco est une filiale contrôlée d'Énergie Brookfield. Les droits de vote des administrateurs de BRHL Holdco sont pondérés pour que les administrateurs nommés par chaque membre du consortium exercent un nombre de droits de vote proportionnel au pourcentage de la participation du membre du consortium dans BRHL Holdco. Énergie Brookfield a le droit d'exercer la majorité des droits de vote des administrateurs, dans la mesure où Brookfield Corporation et ses filiales (notamment Énergie Brookfield) sont collectivement : i) la plus importante détentrice des titres de capitaux propres dans BRHL Holdco et ii) la détentrice d'au moins 40 % des titres de capitaux propres dans BRHL Holdco. À ce jour, Énergie Brookfield satisfait au critère de propriété et a le droit d'exercer la majorité des droits de vote des administrateurs.

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 ») et à Brookfield Infrastructure Fund V (les « entités liées à BIF V ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des partenaires 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 et V. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF IV sont de 25 %, et de 25 % à 28 % dans les entités liées à BIF V.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield aux termes desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs d'entités liées au Brookfield Global Transition Fund (les « entités liées au BGTF ») et Brookfield Global Transition Fund II (les « entités liées au BGTF II »), 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 aux BGTF I et II, conférant à Énergie Brookfield le contrôle sur les entités qui détiennent certaines

participations de production d'énergie renouvelable et de solutions durables ou le droit d'exercer une influence notable sur celles-ci. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées au BGTF I sont de 20 %. Énergie Brookfield détient de 9 % à 28 % dans les entités liées au BGTF II.

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield pour obtenir le contrôle de BGTF Finco LLC, principal emprunteur aux termes de la facilité de crédit-relais de Brookfield Global Transition Fund. La convention de vote confère à Énergie Brookfield le contrôle de cette entité, et celle-ci en inclut donc les comptes dans son périmètre de consolidation.

Autres conventions

Facilités de crédit et fonds en dépôt

Brookfield Corporation a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté de 400 millions \$, qui vient à échéance en décembre 2030, et les montants empruntés portent intérêt au taux Secured Overnight Financing Rate (le taux « SOFR »), majoré de 1,80 %. Au 31 décembre 2025, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée et consentie par Brookfield Corporation.

Celle-ci peut, de temps à autre, placer des fonds en dépôt auprès d'Énergie Brookfield qui sont remboursables sur demande, y compris les intérêts courus. Au 31 décembre 2025, aucuns fonds n'avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield (néant en 2024). La charge d'intérêts sur le dépôt et la facilité de crédit de Brookfield Corporation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établie à néant (néant en 2024 et néant en 2023).

Au cours du quatrième trimestre de 2025, une entreprise associée d'Énergie Brookfield a souscrit une convention de transfert de crédits d'impôt d'une valeur de 111 millions \$ auprès d'un fonds privé sous la gestion de BAM.

De temps à autre, Énergie Brookfield peut conclure des accords à court terme avec des fonds privés consolidés par Brookfield permettant à ces entités de placer des fonds en dépôt pouvant atteindre 750 millions \$ par dépôt auprès d'Énergie Brookfield. Les intérêts gagnés ou engagés sur ces dépôts sont assortis d'un taux de financement situé entre celui qui serait par ailleurs payable par Énergie Brookfield dans le cadre de son programme de papier commercial ou de ses facilités de crédit auprès de tiers indépendants et le taux d'intérêt qui serait par ailleurs offert au dépositaire en question dans des transactions similaires sans lien de dépendance auprès de tiers indépendants. Chaque dépôt est assorti d'une échéance d'au plus trois mois, mais le fonds privé consolidé par Brookfield peut toutefois demander un remboursement sur préavis écrit de trois jours ouvrables. Au 31 décembre 2025, des fonds de 268 millions \$ (néant en 2024) avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield, qui portent intérêt à un taux de 4,02 %. Les fonds déposés sont comptabilisés au poste Montants à payer à des parties liées dans l'état consolidé de la situation financière. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la charge d'intérêts payée sur les dépôts se sont chiffrés à approximativement moins de 1 million \$ (néant en 2024).

Énergie Brookfield participe, avec des partenaires institutionnels, au Brookfield Americas Infrastructure Fund, au Brookfield Infrastructure Fund II, au Brookfield Infrastructure Fund III, au Brookfield Infrastructure Fund IV, au Brookfield Infrastructure Fund V, au Brookfield Infrastructure Income Fund Debt Fund, au Brookfield Global Transition Fund I, au Brookfield Global Transition Fund II et au The Catalytic Transition Fund (les « fonds privés »). Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a accès à du financement au moyen des facilités de crédit soutenues par Brookfield.

De temps à autre, Brookfield Wealth Solutions et ses entités liées peuvent convenir, de pair avec des tiers indépendants, de fournir du financement à Énergie Brookfield. En outre, Brookfield Wealth Solutions et ses entités liées peuvent participer, de pair avec des tiers indépendants et selon les conditions et les taux du marché, à des mobilisations de capitaux entreprises par Énergie Brookfield qui sont comptabilisées dans les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et dans les emprunts de la société mère et emprunts sans recours aux états de la situation financière. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels,

a souscrit des financements par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux de 200 millions \$ au moyen d'une structure d'actions privilégiées comptabilisée conformément à IFRS 9 auprès de Brookfield Wealth Solutions. Au 31 décembre 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, devait les soldes suivants à Brookfield Wealth Solutions : une créance de 58 millions \$ au titre d'emprunts sans recours (65 millions \$ au 31 décembre 2024); une créance de 7 millions \$ au titre d'emprunts de la société mère (7 millions \$ au 31 décembre 2024); un financement donnant droit à des avantages fiscaux classé comme des passifs liés à des instruments financiers de 49 millions \$ (1 million \$ au 31 décembre 2024); des capitaux propres des commanditaires privilégiés d'un montant de 11 millions \$ (10 millions \$ au 31 décembre 2024); et des emprunts de 750 millions \$ (348 millions \$ au 31 décembre 2024) classés comme des montants à payer à des parties liées.

Les filiales de Brookfield Wealth Solutions peuvent, de temps à autre, décider de participer à des placements d'actions d'Énergie Brookfield. En juin 2023, une filiale de Brookfield Wealth Solutions a participé à un placement privé de parts de société en commandite.

Transfert de propriété de TERP

Le 28 décembre 2023, une filiale d'Énergie Brookfield a transféré 13,75 % de sa participation dans TerraForm Power à BEPC, filiale consolidée. Ce transfert intersociétés n'a pas eu d'incidence nette sur les états financiers d'Énergie Brookfield. Énergie Brookfield continue de contrôler Terraform Power et de l'inclure dans son périmètre de consolidation, et le transfert n'a eu aucune incidence sur la participation financière d'Énergie Brookfield. Dans le cadre du transfert, Terraform Power a déclaré un dividende autre qu'en espèces auprès de ses actionnaires, ce qui a donné lieu à une diminution de 483 millions \$ des capitaux propres et à une augmentation de 483 millions \$ des montants à payer à des parties liées.

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.

De temps à autre, Énergie Brookfield peut conclure des conventions avec Brookfield et ses filiales afin de transférer des crédits d'impôt obtenus dans le cadre de projets d'énergie renouvelable. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, Énergie Brookfield a transféré à Brookfield et à ses filiales des crédits d'impôt totalisant 19 millions \$ (131 millions \$ en 2024).

Au cours du premier trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un actif solaire destiné aux réseaux publics en Jamaïque détenu par Neoen d'une puissance de 52 MW à une entreprise associée d'Énergie Brookfield, pour un produit d'environ 19 millions \$ (montant net d'environ 2 millions \$ pour Énergie Brookfield). L'actif faisait déjà l'objet d'une convention d'achat et de vente négociée dans des conditions normales de concurrence qui avait été conclue avant qu'Énergie Brookfield n'acquière Neoen et, par conséquent, aucun profit ni aucune perte n'a été comptabilisé à la suite de la transaction.

Au cours du troisième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation minoritaire de 6 % dans une plateforme d'actifs d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde, pour un produit de 45 millions \$ (montant net de 9 millions \$ pour Énergie Brookfield) auprès d'une entreprise associée faisant partie du groupe fondateur du PAPE visant à faciliter la vente des actions par la plateforme. La cession a été comptabilisée à titre de transaction de capitaux propres selon IFRS 10, *États financiers consolidés*, par conséquent, aucun profit ni aucune perte n'a été comptabilisé à la suite de la transaction. Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a consenti un financement d'un montant d'environ 70 millions \$ (montant net de 14 millions \$ pour Énergie Brookfield) à l'entreprise associée afin de faciliter la vente. Dans le cadre du PAPE, la tranche restante du produit a été affectée à l'acquisition d'actions additionnelles auprès de tiers

indépendants, à une valeur équivalente. Après la clôture de l'exercice et à la suite de la réussite du lancement du PAPE, une participation de 3 % a été transférée à un membre du groupe fondateur du PAPE, donnant lieu à un produit nominal, conformément à un accord préexistant.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield a conclu l'acquisition d'une participation supplémentaire de 15 % dans Isagen S.A. E.S.P., en contrepartie de 1 milliard \$, auprès de partenaires institutionnels dans un fonds privé consolidé par Brookfield à une valeur équivalente au prix d'acquisition convenu avec un tiers indépendant. Énergie Brookfield a accru sa participation dans l'entreprise, pour la faire passer à environ 37,3 % et continue de consolider cette entreprise. Dans le cadre de la clôture de cette transaction, Énergie Brookfield a souscrit un financement de 400 millions \$ auprès de Brookfield Wealth Solutions.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 25 % dans un portefeuille d'actifs hydroélectriques en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 403 MW, pour un produit d'environ 230 millions \$ (montant net de 111 millions \$ pour Énergie Brookfield) à un fonds privé sous la gestion de BAM, à une valeur équivalente à celle convenue avec un tiers indépendant.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu d'investir sa participation de 100 % dans une société de production décentralisée en Espagne d'une puissance de 200 MW, dont la juste valeur est d'environ 116 millions € (136 millions \$), dans une coentreprise de production décentralisée au Royaume-Uni avec une entreprise associée d'Énergie Brookfield, ce qui lui conférera une participation supplémentaire de 16 %.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs de production décentralisée en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 1,5 GW. Une tranche de 53 % a été vendue, pour un produit d'environ 1,1 milliard \$ (montant net de 445 millions \$ pour Énergie Brookfield), déduction faite des coûts de transaction, à un fonds privé sous la gestion de BAM, à une valeur équivalente à celle convenue avec le tiers indépendant qui a fait l'acquisition de la participation restante de 47 %.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, une filiale de Brookfield Corporation a acheté 6 967 670 parts de société en commandite au prix offert des parts de société en commandite de 29,90 \$ (déduction faite des commissions de garantie).

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu de vendre un portefeuille d'actifs d'énergies renouvelables aux États-Unis d'une puissance de 2,3 GW, pour un produit d'environ 1,3 milliard \$ (montant net de 316 millions \$ pour Énergie Brookfield), dont une tranche de 33,3 % a été vendue à un fonds privé sous la gestion de BAM à une valeur équivalente à celle convenue avec le tiers partie indépendant qui a convenu d'acquérir l'autre participation de 66,6 % dans le portefeuille. La clôture de cette transaction est sous réserve des conditions de clôture habituelles.

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)	2025	2024	2023
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	18 \$	— \$	14 \$
Services de développement.....	23	—	—
	41 \$	— \$	14 \$
Autres produits			
Profit sur cession.....	— \$	23 \$	— \$
Intérêts et autre revenu de placement.....	19	—	—
Produits de distribution.....	—	3	8
	19 \$	26 \$	8 \$
Coûts d'exploitation directs			
Autres services entre parties liées	(22) \$	(12) \$	(5) \$
Charge d'intérêts			
Emprunts.....	(189) \$	(63) \$	(35) \$
Désactualisation du solde des contrats	(31)	(30)	(26)
	(220) \$	(93) \$	(61) \$
Divers			
Autres produits (charges) liés aux services entre parties liées	— \$	5 \$	3 \$
Profit sur les instruments financiers.....	1	3	21
	1 \$	8 \$	24 \$
Coûts de service de gestion	(223) \$	(204) \$	(205) \$
Impôt exigible			
Crédits d'impôt à l'investissement.....	19 \$	131 \$	— \$

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	2025	2024
Actifs courants			
Créances clients et autres actifs courants			
Actifs sur contrat	Brookfield.....	74 \$	65 \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield ¹	511	573
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	433	300
		<u>944</u>	<u>873</u>
Actifs détenus en vue de la vente	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	—	125
Actifs liés à des instruments financiers	Brookfield.....	—	38
Actifs non courants			
Actifs liés à des instruments financiers	Brookfield.....	71	—
Autres actifs non courants			
Actifs sur contrat	Brookfield.....	209	250
Montants à recevoir de parties liées	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	12	8
Passifs courants			
Passifs sur contrat	Brookfield.....	63	47
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield ²	4 427	4 005
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	2 476	684
	Brookfield Wealth Solutions.....	123	123
Distributions à verser sur les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, les actions échangeables de catégorie A.2, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité	Brookfield.....	45	43
		<u>7 071</u>	<u>4 855</u>
Passifs détenus en vue de la vente	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	9	31
Passifs non courants			
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield.....	—	13
	Brookfield Wealth Solutions.....	49	1
Montant à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield.....	21	309
	Brookfield Wealth Solutions.....	627	225
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	45	58
		<u>693</u>	<u>592</u>
Emprunts de la société mère	Brookfield Wealth Solutions.....	7	7
Emprunts sans recours	Brookfield Wealth Solutions.....	58	65
Autres passifs non courants			
Passifs sur contrat	Brookfield.....	679	686
Capitaux propres			
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	Brookfield Wealth Solutions.....	11	10

¹⁾ Comprennent des montants à recevoir de 378 millions \$ (376 millions \$ en 2024) aux termes de la facilité de crédit de Brookfield Global Transition Fund.

²⁾ Comprennent des montants à payer de respectivement 397 millions \$ (32 millions \$ en 2024), 511 millions \$ (87 millions \$ en 2024) et 2 454 millions \$ (3 493 millions \$ en 2024) aux termes des facilités de crédit de Brookfield Infrastructure Fund IV, Brookfield Global Transition Fund I et Brookfield Global Transition Fund II.

Actifs courants

Les montants à recevoir de Brookfield portent 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)	2025	2024	2023
Créances clients et autres actifs courants.....	(633) \$	(233) \$	540 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs.....	(55)	120	(60)
Autres actifs et passifs	13	(219)	(12)
	(675) \$	(332) \$	468 \$

La variation nette des facilités de crédit de la société mère pour les exercices clos les 31 décembre présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	2025	2024	2023
Produit tiré des facilités de crédit de la société mère	3 122 \$	976 \$	596 \$
Remboursements des facilités de crédit de la société mère.....	(3 362)	(736)	(596)
	(240) \$	240 \$	— \$

Les 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 pour les exercices clos les 31 décembre sont présentées dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie et s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2025	2024	2023
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	15	(2 314) \$	(891) \$	(1 428) \$
Actions privilégiées	15	(30)	(28)	(27)
Billets subordonnés perpétuels.....	15	(40)	(37)	(29)
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	16	(34)	(37)	(41)
Divers ^{1, 2}		(515)	—	558
		(2 933) \$	(993) \$	(967) \$

1) Comprend des distributions liées à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 15 % dans Isagen S.A. E.S.P. comptabilisées au poste Changements de propriété. Se reporter à la note 29, « Transactions entre parties liées » et à la note 15, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour de plus amples renseignements.

2) Conformément au transfert de propriété de TERP en 2023 décrit à la note 29, « Transactions entre parties liées ».

Les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP et aux actionnaires de Brookfield Renewable Corporation pour les exercices clos les 31 décembre sont présentées dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie et se composent comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2025	2024	2023
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	15	(151) \$	(134) \$	(116) \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	15	(293)	(277)	(265)
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2	15	(269)	(256)	(241)
Capitaux propres des commanditaires	17	(434)	(406)	(383)
Régime de réinvestissement des distributions et autres régimes		7	12	15
		<u>(1 140) \$</u>	<u>(1 061) \$</u>	<u>(990) \$</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 Canadian Finco :

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield ¹	Actions privilégiées ERB	Canadian Finco	Entités de soutien au crédit des filiales ²	Autres filiales ^{1, 3}	Ajustements de consolidation ⁴	Énergie Brookfield (Données consolidées)
Au 31 décembre 2025							
Actifs courants	1 \$	386 \$	3 572 \$	888 \$	12 294 \$	(4 843) \$	12 298 \$
Actifs non courants	4 686	238	1	42 326	86 282	(47 130)	86 403
Passifs courants	83	8	50	8 478	21 043	(7 964)	21 698
Passifs non courants	—	—	3 495	45	38 489	—	42 029
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	—	—	—	—	24 164	—	24 164
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	—	—	—	2 524	—	—	2 524
Actions échangeables de BEPC et actions échangeables de catégorie A.2	—	—	—	—	2 330	—	2 330
Actions privilégiées	—	563	—	—	—	—	563
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	737	—	—	737
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	634	—	—	639	—	(639)	634
Au 31 décembre 2024							
Actifs courants	41 \$	369 \$	3 193 \$	429 \$	8 836 \$	(4 033) \$	8 835 \$
Actifs non courants	4 282	227	1	41 568	85 893	(45 997)	85 974
Passifs courants	80	8	322	7 257	13 619	(6 721)	14 565
Passifs non courants	—	—	2 853	352	40 583	—	43 788
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	—	—	—	—	26 168	—	26 168
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	—	—	—	2 457	—	—	2 457
Actions échangeables de BEPC	—	—	—	—	2 269	—	2 269
Actions privilégiées	—	537	—	—	—	—	537
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	737	—	—	737
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	634	—	—	639	—	(639)	634

¹⁾ Comprennent les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ 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 ».

³⁾ Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Canadian Finco et les entités de soutien au crédit des filiales.

⁴⁾ Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield ¹	Actions privilégiées ERB	Canadian Finco	Entités de soutien au crédit des filiales ²	Autres filiales ^{1,3}	Ajustements de consolidation ⁴	Énergie Brookfield (Données consolidées)
Exercice clos le 31 décembre 2025							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	— \$	6 407 \$	— \$	6 407 \$
Résultat net.....	(37)	—	5	(1 856)	1 583	1 017	712
Exercice clos le 31 décembre 2024							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	— \$	5 876 \$	— \$	5 876 \$
Résultat net	(218)	—	—	(1 919)	1 052	1 076	(9)
Exercice clos le 31 décembre 2023							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	— \$	5 038 \$	— \$	5 038 \$
Résultat net	(50)	—	3	(724)	1 686	(299)	616

¹⁾ Comprennent les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ 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 ».

³⁾ Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Canadian Finco et les « entités de soutien au crédit des filiales ».

⁴⁾ Comprennent 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 de plus amples renseignements concernant les notes à moyen terme consenties par Canadian Finco. Se reporter à la note 15, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour de plus amples renseignements concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

32. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 25 % dans un portefeuille d'actifs hydroélectriques en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 403 MW, pour un produit d'environ 230 millions \$ (montant net de 111 millions \$ pour Énergie Brookfield). Énergie Brookfield continuera de consolider ce portefeuille.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a établi un programme de placement d'actions au cours du marché grâce auquel elle peut, à son gré, offrir et vendre des actions échangeables de BEPC d'un montant maximal de 400 millions \$ à même son capital. À ce jour, 635 247 actions échangeables ont été émises, pour un produit brut totalisant environ 28 millions \$.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a racheté et annulé 635 247 parts de société en commandite sur la Bourse de Toronto, pour un coût total d'environ 20 millions \$.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu de vendre portefeuille d'actifs éoliens et solaires en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 2,3 GW, pour un produit d'environ 1,3 milliard \$ (montant net de 316 millions \$ pour Énergie Brookfield). Cette transaction est sous réserve des modalités de clôture habituelles.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a émis des billets à moyen terme de série 20 d'un montant en capital de 500 millions \$ CA. Les billets à moyen terme portent intérêt à un taux fixe de 5,204 % et viennent à échéance le 15 janvier 2056. Les billets à moyen terme de série 20 sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation au Royaume-Uni d'une puissance de 73 MW, pour un produit d'environ 61 millions £ (82 millions \$) (montant net de 16 millions £ (21 millions \$) pour Énergie Brookfield).

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu le placement privé des actions d'une plateforme d'actifs d'énergie renouvelable en exploitation et en développement en Inde, y compris la vente d'une participation de 7 %, pour un produit d'environ 7,8 milliards INR (86 millions \$) (montant net de 1,6 milliard INR (17 millions \$) pour Énergie Brookfield). En outre, à la suite de la réussite du lancement du PAPE, une participation de 3 % a été transférée à un membre du groupe fondateur du PAPE de la plateforme, donnant lieu à un produit nominal, conformément à un accord préexistant. Le PAPE a pris fin le 25 février 2025 et la plateforme sera cotée sur les bourses désignées en Inde le 2 mars 2026 ou autour de cette date. Le 26 février 2026, la plateforme a déposé le prospectus annonçant un désinvestissement additionnel par Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels, d'une participation de 10 %, pour un produit brut d'environ 8,9 milliards INR (99 millions \$) (montant net de 1,8 milliard INR (19 millions \$) pour Énergie Brookfield).

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a racheté toutes les parts de société en commandite privilégiées de série 7, pour un montant de 175 millions \$ CA.

Brookfield Renewable Partners L.P.

bep.brookfield.com

NYSE: BEP

TSX: BEP.UN