

Brookfield Renewable



Partners L.P.

RAPPORT INTERMÉDIAIRE DU PREMIER
TRIMESTRE DE 2019

NOS ACTIVITÉS

Nous investissons directement dans des actifs d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille d'actifs regroupe une puissance totale de 17 400 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») annualisée d'environ 53 400 gigawattheures (« GWh »), auquel s'ajoute un portefeuille de projets de développement de près de 8 000 MW, ce qui nous permet de nous tailler une place parmi les plus importantes sociétés ouvertes d'énergie renouvelable au monde. Nous comptons sur notre vaste expérience en matière d'exploitation pour maintenir et accroître la valeur de nos actifs, faire croître les flux de trésorerie annuellement et cultiver des relations positives avec les parties prenantes locales. Le tableau suivant présente notre portefeuille consolidé au 31 mars 2019 :

	Réseaux hydro- graphiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT ¹ (GWh)	Capacité d'accumulation (GWh)
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	30	136	2 886	11 982	2 523
Canada	19	33	1 361	5 177	1 261
	49	169	4 247	17 159	3 784
Colombie	6	6	2 732	14 476	3 703
Brésil	27	44	946	4 924	-
	82	219	7 925	36 559	7 487
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	-	26	1 983	6 934	-
Canada	-	4	484	1 437	-
	-	30	2 467	8 371	-
Europe	-	50	1 247	2 813	-
Brésil	-	19	457	1 766	-
Asie ²	-	7	277	555	-
	-	106	4 448	13 505	-
Énergie solaire ²	-	545	1 787	3 371	-
Accumulation ³	2	4	2 698	-	5 220
Divers ⁴	-	6	580	-	-
	84	880	17 438	53 435	12 707

¹⁾ La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 mars 2019, en tenant compte de toutes nos installations sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

²⁾ Comprend onze centrales d'énergie solaire (210 MW) en Afrique du Sud, en Thaïlande et en Malaisie et une centrale éolienne (27 MW) en Afrique du Sud qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

³⁾ Comprend les centrales d'accumulation par pompage en Amérique du Nord (600 MW) et en Europe (2 088 MW) et de stockage dans des batteries en Amérique du Nord (10 MW).

⁴⁾ Comprend quatre centrales alimentées à la biomasse au Brésil (175 MW), une centrale de cogénération en Colombie (300 MW) et une centrale de cogénération en Amérique du Nord (105 MW).

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille sur une base **consolidée** et trimestrielle au 31 mars 2019 :

PRODUCTION (GWh) ¹	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	3 404	3 474	2 178	2 926	11 982
Canada	1 228	1 508	1 223	1 218	5 177
	4 632	4 982	3 401	4 144	17 159
Colombie	3 508	3 509	3 571	3 888	14 476
Brésil	1 215	1 228	1 241	1 240	4 924
	9 355	9 719	8 213	9 272	36 559
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	1 878	1 853	1 394	1 809	6 934
Canada	400	345	273	419	1 437
	2 278	2 198	1 667	2 228	8 371
Europe	894	623	533	763	2 813
Brésil	439	441	443	443	1 766
Asie ²	131	148	135	141	555
	3 742	3 410	2 778	3 575	13 505
Énergie solaire ²	680	1 025	1 031	635	3 371
Totale	13 777	14 154	12 022	13 482	53 435

¹⁾ La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 mars 2019, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

²⁾ Comprend onze centrales d'énergie solaire (388 GWh) en Afrique du Sud, en Thaïlande et en Malaisie et une centrale éolienne (82 GWh) en Afrique du Sud qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille au **prorata** et pour chaque trimestre au 31 mars 2019 :

PRODUCTION (GWh) ¹	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	2 223	2 358	1 466	1 950	7 997
Canada	1 007	1 219	973	959	4 158
	3 230	3 577	2 439	2 909	12 155
Colombie	844	844	859	936	3 483
Brésil	988	998	1 009	1 009	4 004
	5 062	5 419	4 307	4 854	19 642
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	614	647	478	586	2 325
Canada	346	308	249	366	1 269
	960	955	727	952	3 594
Europe	308	216	186	268	978
Brésil	151	151	152	152	606
Asie ²	38	44	39	41	162
	1 457	1 366	1 104	1 413	5 340
Énergie solaire²	195	299	298	178	970
Totale	6 714	7 084	5 709	6 445	25 952

¹⁾ La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 mars 2019, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

²⁾ Comprend onze centrales d'énergie solaire (74 GWh) en Afrique du Sud, en Thaïlande et en Malaisie et une centrale éolienne (16 GWh) en Afrique du Sud qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

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

Le présent rapport intermédiaire 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 intermédiaire 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 9 – Mise en garde ». Dans le présent rapport intermédiaire, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Le présent rapport intermédiaire, 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.sedar.com.

Lettre aux porteurs de parts

Nous maintenons le cap sur les grandes priorités que nous nous sommes fixées. Notre objectif à long terme reste le même, soit de dégager un rendement total de 12 à 15 % par part. Au cours des 20 dernières années, notre approche a toujours été d'acquérir des actifs et des entreprises de grande qualité, ayant une capacité de créer de la valeur au fil du temps moyennant des améliorations à leur exploitation, tout en conservant un profil de risque faible, soutenu par une situation financière de qualité supérieure et un accès solide au capital. Depuis peu, l'envergure de nos activités est telle que nous pouvons recourir à la vente d'actifs comme source complémentaire de financement à faible coût pour garnir notre programme d'acquisition et de développement. Nous avons connu un bon premier trimestre de 2019 du point de vue de l'exploitation, grâce aux solides résultats affichés par toutes nos activités.

Notamment au cours du trimestre, nous avons :

- dégagé des fonds provenant des activités par part de 0,73 \$, une augmentation de 18 % par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent;
- convenu d'investir des capitaux d'environ 630 millions \$ (participation de BEP d'environ 160 millions \$) dans deux transactions (une au Canada et l'autre en Inde) à des rendements conformes à nos cibles à long terme;
- mis en service une centrale hydroélectrique de 19 mégawatts au Brésil et fait progresser la construction, un peu partout dans le monde, de projets de développement hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'accumulation par pompage et d'énergie solaire produite à partir de panneaux solaires sur toiture d'une puissance additionnelle de 134 mégawatts;
- mobilisé un montant en capital de plus de 400 millions \$ grâce à la vente d'actifs et à l'émission de parts privilégiées, pour clore le trimestre avec des liquidités disponibles de 2,3 milliards \$;
- réduit le ratio de distribution des fonds provenant des activités, pour le ramener en deçà de 90 %.

Investissements

En mars 2019, de concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons convenu d'investir un montant en capital de 750 millions \$ CA (participation nette de BEP de 188 millions \$ CA) dans des titres convertibles à 7 % de TransAlta Corporation, premier producteur d'électricité en importance en Alberta, au Canada. L'investissement sera effectué en deux tranches, la première de 350 millions \$ CA a été financée à la clôture initiale survenue le 1^{er} mai et la seconde de 400 millions \$ CA, sera financée en octobre 2020. Ces titres convertibles sont assortis d'une option qui nous permet de les convertir, de 2025 à 2028, en une participation dans un portefeuille hydroélectrique de grande qualité de TransAlta d'une puissance de 813 mégawatts, situé en Alberta, en fonction d'un multiple de 13 fois le BAIIA moyen annuel des trois exercices précédant la conversion. Dans le cadre de cette transaction, nous avons également convenu d'augmenter le pourcentage d'actions ordinaires de TransAlta que nous détenons, pour le faire passer de 5 % à plus de 9 %. L'investissement dans TransAlta est l'aboutissement de discussions étalées sur plusieurs années et établit une relation stratégique avec cette entreprise pour l'aider à réaliser sa stratégie de croissance alors qu'elle fait la transition vers des sources d'énergie à faibles émissions de carbone.

En Inde, nous évaluons des occasions depuis plusieurs années, tout en faisant preuve de patience, en règle générale, car les évaluations demeurent élevées. Nous observons maintenant des occasions attrayantes en raison de la rareté des capitaux dans le secteur de l'énergie renouvelable. Nous sommes toutefois fiers d'annoncer que nous avons conclu une entente en avril en vue d'acquérir deux parcs éoliens en Inde d'une puissance totale de 210 mégawatts pour une contrepartie de 70 millions \$ (participation nette de BEP de 18 millions \$), ce qui porte la puissance totale de notre portefeuille dans ce pays à 510 mégawatts. Ces actifs sont de grande qualité et de construction récente avec un historique de rendement d'exploitation reconnu. Ils sont entièrement visés par une convention d'achat d'électricité à long terme de 25 ans conclue avec un service public de première qualité.

Activités

Au premier trimestre, nous avons dégagé des fonds provenant des activités de 227 millions \$, soit une augmentation par rapport à 193 millions au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Notre entreprise continue de tirer avantage de la diversité croissante des ressources, du risque limité associé à la concentration de la clientèle et du dénouement des projets de développement. Au cours du trimestre, la production globale a dépassé de 7 % la moyenne à long terme. Comme nous le mentionnons depuis bon nombre d'années, nous ne gérons pas l'entreprise en fonction d'une production inférieure ou supérieure à la moyenne à long terme et ne tenons pas compte de cette donnée dans notre planification. Nous continuons plutôt à nous concentrer sur la diversification de l'entreprise, qui, à long terme, permet d'atténuer l'exposition à la volatilité des ressources, aux perturbations qui touchent les régions ou les marchés ainsi qu'aux incidents de crédit éventuels. Par exemple, compte tenu de la taille de notre entreprise, les derniers événements qui ont touché PG&E n'auront aucune incidence sur nous (exposition de moins de 0,1 %). En outre, notre client tiers non gouvernemental le plus important ne représente que 3 % de la production, ce qui nous assure une solide protection contre le risque de perte de valeur et de trésorerie.

Au cours du premier trimestre, notre secteur hydroélectricité a dégagé 218 millions \$ au titre des fonds provenant des activités. En Amérique du Nord, la production a été supérieure à la moyenne à long terme, et nous avons terminé le trimestre avec des niveaux dans les réservoirs supérieurs à la moyenne à long terme au Canada et dans la région du PJM où nous disposons d'une grande souplesse à l'égard de l'accumulation saisonnière. De plus, nous avons connu d'excellents résultats en Amérique du Sud, soutenus par la hausse des prix de notre énergie et de nos produits accessoires.

Nos initiatives visant à conclure des conventions pour notre portefeuille hydroélectrique continuent de porter des fruits, avec la conclusion de 15 conventions au cours du trimestre, pour un total d'environ 2 300 gigawattheures par année. En Colombie et au Brésil, nous avons mis l'accent sur la prolongation de la durée des conventions d'achat d'électricité, car la volatilité des prix de l'électricité dans ces marchés offre l'occasion de stabiliser les produits futurs tout en accroissant nos bénéfices puisque nos conventions sont en général au prix du marché ou en deçà de celui-ci.

Les activités d'énergie éolienne et d'énergie solaire ont dégagé 67 millions \$ au titre des fonds provenant des activités au cours du trimestre, une augmentation de 43 % par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable aux acquisitions et à l'apport des projets mis en service dernièrement. Nous continuons à tirer des produits stables de ces actifs grâce à la diversification de notre parc d'actifs et des flux de trésorerie provenant en grande partie des conventions d'achat d'électricité à long terme. Quant à nos centrales d'accumulation et autres activités, lesquelles ne sont pas tributaires des prix de l'électricité, mais vendent plutôt des services au réseau, elles ont dégagé 7 millions \$ au titre des fonds provenant des activités au cours du trimestre.

Au cours du trimestre, nous avons mis en service une centrale hydroélectrique au Brésil d'une puissance de 19 mégawatts qui faisait partie de notre portefeuille de développement. En outre, nous avons poursuivi l'expansion de projets de développement hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'accumulation par pompage d'une puissance totale de 134 mégawatts qui sont actuellement en construction, et dont l'apport aux fonds provenant des activités devrait s'élever à 13 millions \$ une fois mis en service. L'avancement de notre portefeuille de développement hydroélectrique, d'énergie éolienne, d'énergie solaire et de production sur commande à l'échelle mondiale a retenu également notre attention, entre autres des projets prêts à construire et à un stade avancé d'une puissance de 636 mégawatts pour lesquels nous avons obtenu les derniers permis et assuré l'accès au marché. Nous procédons aussi à l'évaluation de projets de reprise de production d'une puissance de 220 mégawatts dans l'État de New York, en Californie et à Hawaï, marchés où l'énergie renouvelable joue un rôle important pour fournir une énergie propre, à faible coût.

Bilan et liquidités

Notre situation financière demeure solide compte tenu des liquidités disponibles d'un montant de 2,3 milliards \$ à la fin du trimestre. Nous n'avons aucune dette importante qui viendra à échéance dans les quatre prochaines années et la durée de l'ensemble de nos dettes s'élève à 10 ans. Nous demeurons bien protégés contre la volatilité des taux de change en raison de notre programme de couverture. Par conséquent, une variation globale de 10 % des monnaies des marchés où nous exerçons nos activités aurait une incidence globale de 4 % sur les fonds provenant des activités.

Au cours du trimestre, nous avons mobilisé 400 millions \$ au moyen de la vente d'actifs et de l'émission de parts privilégiées. Nous avons conclu la vente d'une seconde participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille d'actifs hydroélectriques au Canada. Nous avons aussi poursuivi le processus de vente de nos portefeuilles secondaires en Afrique du Sud, en Thaïlande et en Malaisie ce qui, une fois la vente conclue, représentera un apport supplémentaire de 90 millions \$ aux liquidités totales de BEP.

Perspectives

À plus long terme, nous avons structuré notre entreprise de sorte à bien nous positionner pour générer d'excellents résultats à tous les stades du cycle économique. Si cette longue période de marché haussier devait se poursuivre dans un avenir prévisible, nous appliquerons la même stratégie que celle des dernières années : chercher les zones où il y a pénurie de capitaux et les transactions à plusieurs volets dans le but d'atteindre nos cibles de rendement, obtenir du financement de première qualité et tirer avantage de notre expertise en matière d'exploitation pour accroître la valeur au moyen de leviers d'exploitation. Si les marchés devaient fléchir, nous sommes d'avis que notre solide situation financière, nos liquidités et notre robuste programme de vente d'actifs diminueraient la nécessité d'avoir recours à l'émission de titres de capitaux propres pour financer la croissance. Par conséquent, nous considérons que nous sommes parmi les rares sociétés du secteur dotées d'une stratégie et d'une souplesse financière qui peuvent tirer avantage tant des cycles de raffermissement des marchés que des cycles de fléchissement.

Comme toujours, nous demeurons déterminés à dégager un rendement à long terme total pour les porteurs de parts de 12 % à 15 % par part. Nous vous remercions de votre soutien constant et vous assurons de vous tenir au courant de nos progrès.

Cordialement,

Le chef de la direction,



Sachin Shah

Le 2 mai 2019

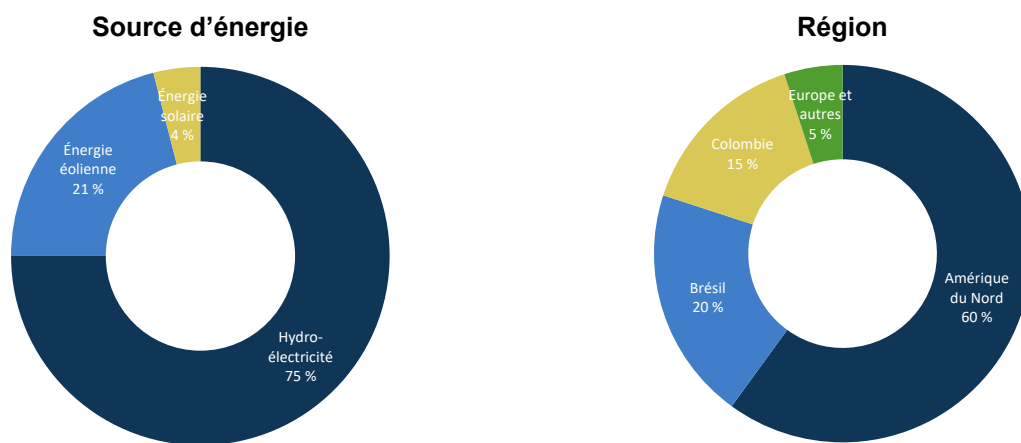
NOS FORCES CONCURRENTIELLES

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

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

Une des plus importantes sociétés ouvertes au monde axées uniquement sur l'énergie renouvelable. Énergie Brookfield affiche de bons résultats depuis 20 ans à titre d'exploitant et d'investisseur coté en Bourse dans le secteur des énergies renouvelables. Aujourd'hui, nous détenons un vaste portefeuille diversifié à l'échelle mondiale composé d'actifs dédiés aux énergies renouvelables reposant sur de multiples technologies. Ces actifs sont soutenus par plus de 2 500 exploitants chevronnés. Énergie Brookfield investit directement dans des actifs de production d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille regroupe une puissance installée d'environ 17 400 MW largement répartie sur quatre continents, compte un portefeuille de projets de développement d'environ 8 000 MW et table sur une production moyenne à long terme annualisée au prorata d'approximativement 26 000 GWh.

Les graphiques ci-après présentent la production moyenne à long terme annualisée au prorata.



Actifs diversifiés et de grande qualité, à prédominance hydroélectrique. Énergie Brookfield détient un portefeuille complémentaire regroupant des centrales hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'accumulation. Notre portefeuille comprend des installations à des fins commerciales, d'accumulation d'électricité de secours et de production d'électricité sur commande. L'hydroélectricité compose la vaste majorité de notre portefeuille et les actifs de ce secteur constituent les actifs d'énergie renouvelable à plus forte valeur. Il s'agit de l'un des modes de production d'électricité à plus longue durée et à plus faible coût, en plus d'être écologique. Les centrales hydroélectriques comptent sur des marges de trésorerie élevées, une capacité d'accumulation combinée à la liberté de produire de l'électricité à toute heure du jour et la possibilité de vendre de nombreux produits sur le marché, notamment de l'énergie, de la puissance et des services auxiliaires. Nos centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire nous permettent d'agir sur deux des secteurs d'énergie renouvelable où la croissance est la plus rapide offrant des marges de trésorerie élevées, sans coût d'intrant au titre du combustible, comptant sur des applications variées et adaptables y compris la production sur commande. Nos centrales d'accumulation fournissent à leur marché local des services essentiels au réseau et à la production sur commande. En raison de notre envergure ainsi que de la diversité et de la qualité de nos actifs, nous avons une bonne position par rapport aux autres producteurs d'énergie, ce qui procure une importante valeur de rareté à nos investisseurs.

Flux de trésorerie stables, diversifiés et de grande qualité ayant une valeur à long terme attrayante pour les porteurs de parts de la société en commandite. Nous comptons maintenir des flux de trésorerie hautement stables et prévisibles, provenant d'un portefeuille diversifié d'actifs hydroélectriques, éoliens et solaires de longue durée et à faibles coûts d'exploitation qui vend de l'électricité aux termes de contrats à long terme à prix fixes, conclus avec des contreparties solvables. Environ 90 % de notre production au prorata de 2019 est visée par des contrats conclus avec des organismes publics d'électricité, des services publics responsables de l'approvisionnement, des utilisateurs industriels ou des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management. Nos conventions d'achat d'électricité ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 14 ans, au prorata, ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

Profil financier solide et stratégie de financement prudente. Énergie Brookfield affiche un solide bilan, une solide note de première qualité et maintient l'accès à des marchés financiers à l'échelle mondiale pour veiller à la résilience des flux de trésorerie tout au long du cycle. Notre approche de financement consiste à avoir accès par l'intermédiaire de nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis, sans clauses financières restrictives. Environ 95 % de notre dette est cotée de première qualité ou près de le devenir. Notre ratio d'endettement d'entreprise est de 15 %, et environ 80 % de nos emprunts au prorata sont sans recours. Les emprunts de la société mère et les emprunts sans recours au prorata ont une durée moyenne pondérée d'environ respectivement 7 et 10 ans, et ne comportent aucune échéance importante dans les quatre prochaines années. Environ 85 % de notre financement est à taux fixe, et seulement 7 % de notre dette en Amérique du Nord et en Europe est exposée à la variation des taux d'intérêt, au prorata. Au 31 mars 2019, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 2,3 milliards \$, des placements dans des titres négociables et d'une tranche disponible des facilités de crédit.

La meilleure expertise en matière d'exploitation qui soit. Énergie Brookfield emploie plus de 2 500 exploitants chevronnés et plus de 140 experts en commercialisation de l'électricité partout autour du globe pour aider à optimiser la performance et maximiser le rendement de tous nos actifs. Notre expertise en matière d'exploitation et de gestion de centrales de production d'électricité s'étend sur plus de 100 ans et se compose d'importantes capacités en ce qui a trait à l'exploitation, au développement et à la commercialisation de l'électricité.

Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie. Nous nous concentrons sur la croissance des flux de trésorerie des activités en cours, entièrement financées par nos flux de trésorerie générés en interne, y compris l'inclusion dans nos contrats de clauses d'indexation en fonction de l'inflation, l'accroissement des marges grâce à l'augmentation des produits et à des initiatives de réduction des coûts ainsi que la mise sur pied de nos projets de développement exclusifs d'une puissance d'environ 8 000 MW qui dégageront des rendements supérieurs. Bien que nous ne comptions pas sur les acquisitions pour atteindre nos cibles de croissance, notre entreprise a su tirer parti des occasions de fusions et d'acquisitions. Nous avons recours à une stratégie à contre-courant; notre échelle mondiale et nos capacités reposant sur de multiples technologies nous permettent de faire la rotation des capitaux là où il y a pénurie afin de réaliser des rendements solides ajustés au risque. Nous adoptons une approche rigoureuse quand nous investissons des capitaux dans des projets de développement et des acquisitions en privilégiant une protection contre le risque de perte de valeur et la préservation des capitaux. Depuis 2013, nous avons déployé des capitaux propres de 3,3 milliards \$ qui ont été soit investis dans les actifs ci-après, soit employés pour faire l'acquisition ou la mise en service de ceux-ci : 50 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 4 200 MW, 103 centrales éoliennes d'une puissance totale d'environ 3 900 MW, 545 centrales d'énergie solaire d'une puissance totale d'environ 1 800 MW, 4 centrales alimentées à la biomasse d'une puissance totale de 175 MW, 2 centrales hydroélectriques d'accumulation par pompage, 1 actif de stockage dans des batteries d'une puissance totale de 2 098 MW et 1 centrale de cogénération d'une puissance de 300 MW. Notre capacité d'acquérir et d'aménager des actifs est renforcée par nos équipes aguerries d'exploitation et de développement de projets autour du globe, notre relation stratégique avec Brookfield Asset Management et notre profil de liquidité et de structure du capital. Nous avons fait, par le passé, l'acquisition et le développement d'actifs au moyen d'arrangements avec des investisseurs institutionnels dans des partenariats financés ou cofinancés par Brookfield Asset Management et continuerons de le faire à l'avenir.

Profil de distribution attrayant. Nous prévoyons que notre stratégie générera des flux de trésorerie prévisibles et très stables, provenant principalement d'actifs hydroélectriques de longue durée, assurant un profil de distribution durable. Nous ciblons une fourchette à long terme de taux de croissance des distributions se situant entre 5 % et 9 % par année.

Rapport de gestion pour le trimestre clos le 31 mars 2019

Le présent rapport de gestion pour le trimestre clos le 31 mars 2019 a été préparé en date du 2 mai 2019. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées. La société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres que Énergie Brookfield, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (les « parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables »), et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite sont désignés collectivement les « porteurs de parts », les « parts » ou par l'expression « par part », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Les participations ne donnant pas le contrôle d'Énergie Brookfield comprennent des actions privilégiées constituées d'actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« actions privilégiées de catégorie A »). Brookfield Renewable Partners L.P. a également émis des parts de société en commandite privilégiées (« parts privilégiées »).

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

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

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

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles ainsi que les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS avec les mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour la mise en garde à l'égard des énoncés prospectifs et des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Notre rapport annuel et l'information supplémentaire déposés auprès de la Securities Exchange Commission (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web (<https://bep.brookfield.com>), ainsi que sur le site Web de la SEC (www.sec.gov/edgar.shtml), et sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants du premier trimestre de 2019	8	PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement	
		Structure du capital et liquidités disponibles	25
PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées		Emprunts	27
	11	Tableaux consolidés des flux de trésorerie	29
PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires		Actions et parts en circulation	30
Immobilisations corporelles		Dividendes et distributions	31
Transactions entre parties liées	12	Obligations contractuelles	32
Capitaux propres	12	Accords hors état de la situation financière	32
	13		
PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata		PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles	
Résultats au prorata pour les trimestres clos les 31 mars		Sommaire des résultats trimestriels historiques	32
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	15		
	21	PARTIE 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes	33
		PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	34
		PARTIE 9 – Mise en garde	39

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE DE 2019

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2019	2018
<u>Information sur l'exploitation</u>		
Puissance (MW)	17 438	16 308
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	13 761	12 852
Production réelle	14 125	12 880
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme	6 776	6 351
Production réelle	7 246	6 694
Produits moyens (\$ par MWh)	76	75
<u>Informations financières choisies¹</u>		
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	43 \$	8 \$
Résultat de base par part de société en commandite	0,14	0,03
BALIA ajusté consolidé ²	652	582
BALIA ajusté au prorata ²	395	351
Fonds provenant des activités ²	227	193
Fonds provenant des activités par part ^{1, 2}	0,73	0,62
Distribution par part de société en commandite	0,515	0,49

¹⁾ Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité s'est établi à 311,1 millions (312,7 millions en 2018).

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve aux « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

	31 mars 2019	31 déc. 2018
<u>Situation de trésorerie et sources de financement</u>		
Liquidités disponibles	2 311 \$	1 974 \$
Ratio d'endettement – entreprise	15 %	15 %
Ratio d'endettement – sur une base consolidée	32 %	32 %
Emprunts sans recours d'Énergie Brookfield au prorata	80 %	75 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata ¹	7 %	7 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	6 ans	7 ans
Taux d'intérêt moyen	4,4 %	4,4 %
Emprunts des filiales au prorata ²		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10 ans	10 ans
Taux d'intérêt moyen	5,4 %	5,4 %

¹⁾ Compte non tenu de l'exposition aux dettes à taux d'intérêt variables de 5 % 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.

²⁾ Comprennent les emprunts sans recours contractés après le 31 mars 2019.

Exploitation

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part ont augmenté pour s'établir respectivement à 227 millions \$ et 0,73 \$, soit une augmentation de 18 % soutenue par l'apport des acquisitions et des centrales mises en service dernièrement ainsi que par l'avancement des initiatives de croissance interne.

- Les prix réalisés ont été relativement supérieurs grâce à nos initiatives commerciales et de renégociation de contrats.
- Les marges ont été plus élevées en raison des avantages tirés de la mise en œuvre de nos initiatives de réduction des coûts aux États-Unis et en Colombie.
- La production comparable s'est avérée légèrement supérieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent étant donné que ces périodes ont pu compter sur une production supérieure à la moyenne (respectivement 7 % et 5 % supérieure à la MLT).

Pour le premier trimestre de 2019, les distributions ont été de 0,515 \$ par part de société en commandite, ce qui représente une hausse de 5 % par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 35 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison principalement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus. Le résultat de base par part de société en commandite a progressé en regard de celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, passant de 0,03 \$ par part de société en commandite à 0,14 \$ par part de société en commandite, du fait surtout des augmentations susmentionnées.

Nous avons continué de nous concentrer sur les contrats.

- En Colombie, nous avons conclu des contrats visant environ 1 118 GWh par année, y compris des contrats individuels d'une durée d'au plus dix ans.
- Au Brésil, nous avons conclu des contrats visant environ 404 GWh par année avec des contreparties de grande qualité, y compris un contrat en vue de devenir le fournisseur exclusif d'électricité de l'une des plus grandes entreprises de télécommunications au Brésil.

Situation de trésorerie et sources de financement

Notre situation financière est demeurée solide.

- Au 31 mars 2019, les liquidités disponibles se chiffraient à environ 2,3 milliards \$ tandis que les échéances de la dette étaient bien réparties, aucune dette importante ne venant à échéance dans les quatre prochaines années et la durée moyenne de nos dettes à l'égard des projets s'élevant à 10 ans.

Nous avons disposé de diverses sources de capital au cours du trimestre qui ont permis de générer plus de 400 millions \$ de liquidités.

- Nous avons émis des parts privilégiées d'un montant en capital de 175 millions \$ CA assorties d'un taux nominal de 5,75 %.
- Nous avons réalisé la vente d'une seconde participation de 25 % dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada.

Croissance et développement

En mars 2019, nous avons convenu d'investir un montant en capital de 750 millions \$ CA dans des titres convertibles à 7 % de TransAlta Corporation (« TransAlta »). L'investissement sera effectué en deux tranches, la première de 350 millions \$ CA a été financée à la clôture initiale survenue le 1^{er} mai 2019 et la seconde de 400 millions \$ CA, sera financée en octobre 2020. Ces titres convertibles sont assortis d'une option qui nous permet de les convertir, de 2025 à 2028, en une participation pouvant atteindre 49 % dans un portefeuille hydroélectrique de TransAlta d'une puissance de 813 MW, situé en Alberta, au Canada, en fonction d'un multiple de 13 fois le BAIIA moyen annuel des trois exercices précédant la conversion. Nous avons également convenu, sous réserve du respect de certaines modalités, d'augmenter le pourcentage d'actions ordinaires de TransAlta que nous détenons, pour le faire passer à 9 %. Cet investissement sera effectué de concert avec nos partenaires institutionnels, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

Après la fin du trimestre, nous avons conclu une entente en vue d'acquérir deux parcs éoliens en Inde d'une puissance totale de 210 MW pour une contrepartie de 70 millions \$, sous réserve des conditions de clôture habituelles. Cet investissement sera effectué de concert avec nos partenaires institutionnels, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

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

- Nous avons mis en service une centrale hydroélectrique de 19 MW au Brésil, dont l'apport net annualisé aux fonds provenant des activités d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 2 millions \$.
- Nous avons poursuivi la construction de projets de développement hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'accumulation par pompage et d'énergie solaire produite à partir de panneaux solaires sur toiture d'une puissance totale de 134 MW. La mise en service de ces projets devrait survenir entre 2019 et 2021, et ces projets devraient apporter un montant net de 13 millions \$ au fonds provenant des activités annualisés d'Énergie Brookfield.
- Nous avons fait progresser le portefeuille de projets prêts à construire et il est à un stade avancé.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Produits	825 \$	793 \$
Autres produits	8	9
Coûts d'exploitation directs	(254)	(256)
Coûts de service de gestion	(21)	(21)
Charge d'intérêts – emprunts	(173)	(180)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	32	-
Charge d'amortissement	(200)	(213)
Charge d'impôt exigible	(24)	(7)
Charge d'impôt différé	(20)	(9)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	43 \$	8 \$
Taux de change moyen de conversion en \$ US		
\$ CA	1,33	1,26
€	0,88	0,81
R\$	3,77	3,24
COP	3 137	2 859

Analyse des écarts pour le trimestre clos le 31 mars 2019

Les produits se sont élevés à 825 millions \$ pour le trimestre clos le 31 mars 2019, ce qui représente une augmentation de 32 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Nous avons réalisé des prix moyens plus élevés grâce à nos initiatives commerciales et de renégociation de contrats et à la hausse des prix du marché provenant de volumes non visés par contrat en Colombie où nous avons tiré avantage de notre stratégie d'accumuler l'eau en 2018 en prévision des prix plus élevés pendant la saison sèche, ce qui a représenté un apport global aux produits de 48 millions \$. La production comparable a été supérieure de 593 GWh à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout des fortes conditions hydrologiques aux États-Unis qui ont ajouté 18 millions \$ aux produits. L'apport aux produits des actifs acquis récemment en Europe et des centrales mises en service dernièrement au Brésil s'est chiffré à 7 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le raffermissement du dollar américain par rapport à son niveau au trimestre correspondant de l'exercice précédent, surtout par rapport au réal, a entraîné une diminution des produits d'environ 41 millions \$, compensée en partie par l'effet de change favorable sur les charges d'exploitation et la charge d'amortissement pour le trimestre.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 254 millions \$ représentent une baisse de 2 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent soutenue par une réduction des coûts réalisée au cours du trimestre dans l'ensemble de nos activités hydroélectriques aux États-Unis et en Colombie ainsi que par l'effet de change mentionné ci-dessus, neutralisés en partie par l'incidence de l'inflation.

La quote-part de 32 millions \$ des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence représente une hausse de 32 millions \$ par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent soutenue par la croissance du portefeuille attribuable à une participation supplémentaire dans TerraForm Power.

Les coûts de service de gestion totalisant 21 millions \$ ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'impôt exigible de 24 millions \$ représente une augmentation de 17 millions \$ qui a été entraînée par la hausse du bénéfice imposable, tout particulièrement en Colombie, par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable au solide rendement de l'entreprise.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 43 millions \$, contre un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 8 millions \$ pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

PARTIE 3 – INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES SUPPLÉMENTAIRES

RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des états consolidés de la situation financière intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	31 mars 2019	31 déc. 2018
Actifs détenus en vue de la vente	915 \$	920 \$
Actifs courants	2 006	1 961
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 601	1 569
Immobilisations corporelles	29 252	29 025
Total de l'actif	34 481	34 103
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	525	533
Emprunts de la société mère	1 668	2 334
Emprunts sans recours	8 425	8 384
Passifs d'impôt différé	4 219	4 140
Total du passif et des capitaux propres	34 481	34 103

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 29,3 milliards \$ au 31 mars 2019, contre 29,0 milliards \$ au 31 décembre 2018. L'augmentation de 227 millions \$ est principalement attribuable à l'adoption, le 1^{er} janvier 2019, de la norme IFRS 16, *Contrats de location*, qui a donné lieu à la comptabilisation d'un actif au titre du droit d'utilisation de 145 millions \$ présenté dans les immobilisations corporelles, ainsi qu'au raffermisssement du dollar canadien et du peso colombien par rapport au dollar américain. L'augmentation susmentionnée a été en partie contrebalancée par une charge d'amortissement associée aux immobilisations corporelles pour le trimestre.

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.

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes de conventions d'achat d'électricité à long terme ou garantit des prix fixes afin de générer des flux de trésorerie sous contrat et de réduire l'exposition d'Énergie Brookfield aux prix de l'électricité sur des marchés déréglementés. Énergie Brookfield a bénéficié également au cours du trimestre d'une convention de nivellement de la production éolienne, conclue avec Brookfield, qui a réduit l'exposition aux fluctuations de la production d'énergie éolienne de certaines centrales et accroît ainsi la stabilité de ses flux de trésorerie. La convention de nivellement de la production éolienne est venue à échéance en février 2019.

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites en détail à la note 27, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités de 2018.

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

Énergie Brookfield a conclu des conventions avec Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III et Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés ») grâce auxquelles elle a accès à du financement à court terme au moyen des facilités de crédit des fonds privés.

Brookfield Asset Management a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée de 400 millions \$, qui vient à échéance en décembre 2019, le taux d'intérêt applicable aux emprunts correspondant au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 2 %. Au cours du premier trimestre de 2019, aucun montant n'a été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée et consentie par Brookfield Asset Management. Au cours du premier trimestre de 2019, Brookfield Asset Management a placé en dépôt des fonds auprès d'Énergie Brookfield d'un montant de 600 millions \$, dont une tranche de 245 millions \$ a été remboursée. Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, la charge d'intérêts sur le dépôt a totalisé 3 millions \$ (3 millions \$ en 2018). Après le 31 mars 2019, l'encours de 355 millions \$ sur les fonds placés en dépôt a été remboursé par Énergie Brookfield à Brookfield Asset Management.

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

(EN MILLIONS)	2019	2018
Produits		
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	159 \$	140 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	1	1
	160 \$	141 \$
Coûts d'exploitation directs		
Achats d'énergie	(3) \$	(2) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)
Services d'assurance ¹	(7)	(6)
	(16) \$	(14) \$
Charge d'intérêts – emprunts	(3) \$	(2) \$
Coûts de service de gestion	(21) \$	(21) \$

¹⁾ Les honoraires liés aux services d'assurance sont versés à une filiale de Brookfield Asset Management, laquelle conclut des contrats avec des assureurs externes au nom d'Énergie Brookfield. Les honoraires versés à la filiale de Brookfield Asset Management pour le trimestre clos le 31 mars 2019 s'établissaient à moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2018).

CAPITAUX PROPRES

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

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,375 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative est alors de 15 % des distributions au-delà de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,4225 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative est alors de 25 % des distributions au-delà de ce seuil. Des distributions incitatives de 13 millions \$ ont été déclarées au cours du trimestre clos le 31 mars 2019 (11 millions \$ en 2018).

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

En mars 2019, Énergie Brookfield a émis 7 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 15 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 15 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 175 millions \$ CA (131 millions \$). Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 15 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,75 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2024. Par la suite, le taux de distribution sera rajusté tous les cinq ans, à un taux équivalant au plus élevé des taux suivants : i) le rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, majoré de 3,94 %, et ii) 5,75 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 15 auront le droit, à leur gré, d'échanger leurs parts de société en commandite privilégiées de série 15 contre des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 16 (les « parts privilégiées de série 16 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2024 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 16 auront le droit de recevoir des distributions en espèces privilégiées cumulatives variables équivalant au taux des bons du Trésor canadien à trois mois, majoré de 3,94 %.

Les parts privilégiées des capitaux propres des commanditaires ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 mars 2019, aucune des parts privilégiées des capitaux propres des commanditaires n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

Capitaux propres des commanditaires

Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 185 727 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, ce qui représente environ 60 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 40 %, est détenue par des investisseurs publics.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2019, Énergie Brookfield a émis 50 499 parts de société en commandite (84 629 parts de société en commandite en 2018) dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 2 millions \$ (3 millions \$ en 2018).

En décembre 2018, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter, aux fins de la gestion du capital, jusqu'à 8,9 millions de ses parts de société en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation. L'offre viendra à échéance le 30 décembre 2019, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait conclure le rachat du nombre de parts voulu avant cette date. Les porteurs de parts peuvent obtenir, sans frais, une copie de l'avis en communiquant avec Énergie Brookfield. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2019, Énergie Brookfield a racheté et annulé 20 000 parts de société en commandite (8 700 parts de société en commandite en 2018) à un prix total de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2018).

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

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, « le principal décideur opérationnel ») d'Énergie Brookfield pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Pour des informations sur les secteurs et une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	3 849	3 765	3 300	3 439	262 \$	261 \$	195 \$	191 \$	152 \$	146 \$	67 \$	67 \$
Brésil	1 090	1 038	980	957	65	69	49	51	40	41	17	1
Colombie	765	768	844	844	62	53	38	31	26	21	20	12
	5 704	5 571	5 124	5 240	389	383	282	273	218	208	104	80
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	850	645	960	697	63	54	48	41	29	26	4	(6)
Europe	274	165	308	155	28	17	20	11	17	8	11	(1)
Brésil	106	103	151	118	7	8	5	5	2	3	(3)	(1)
Asie	39	32	38	34	2	2	1	1	1	-	(1)	(1)
	1 269	945	1 457	1 004	100	81	74	58	49	37	11	(9)
Énergie solaire	199	115	195	107	38	18	32	16	18	10	9	(2)
Accumulation et divers	74	63	-	-	24	17	11	9	7	5	-	(12)
Siège social	-	-	-	-	-	-	(4)	(5)	(65)	(67)	(81)	(49)
Total	7 246	6 694	6 776	6 351	551 \$	499 \$	395 \$	351 \$	227 \$	193 \$	43 \$	8 \$

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Production (GWh) – MLT	5 124	5 240
Production (GWh) – réelle	5 704	5 571
Produits	389 \$	383 \$
Autres produits	2	2
Coûts d'exploitation directs	(109)	(112)
BAlIA ajusté	282	273
Charge d'intérêts	(55)	(61)
Charge d'impôt exigible	(9)	(4)
Fonds provenant des activités	218 \$	208 \$
Charge d'amortissement	(82)	(100)
Impôt différé et autres	(32)	(28)
Résultat net	104 \$	80 \$

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

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAlIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Amérique du Nord										
États-Unis	2 613	2 343	69 \$	70 \$	126 \$	113 \$	98 \$	85 \$	39 \$	33 \$
Canada	1 236	1 422	67	68	69	78	54	61	28	34
	3 849	3 765	68	69	195	191	152	146	67	67
Brésil	1 090	1 038	59	66	49	51	40	41	17	1
Colombie	765	768	81	69	38	31	26	21	20	12
Total	5 704	5 571	68 \$	69 \$	282 \$	273 \$	218 \$	208 \$	104 \$	80 \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 152 millions \$, comparativement à 146 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la production légèrement supérieure étant donné que ces deux périodes ont pu compter sur une production supérieure à la moyenne (respectivement 17 % et 9 % supérieure à la MLT). Les produits moyens par MWh ont diminué légèrement par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, les avantages tirés des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats ayant été atténués par des prix du marché plus faibles dans tout le nord-est des États-Unis en raison du temps anormalement doux. De plus, les fonds provenant des activités et la production ont reculé de respectivement 7 millions \$ et 164 GWh en raison de la vente partielle de certains des actifs canadiens. Nous avons également tiré parti des initiatives de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a été comparable à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont élevés à 40 millions \$, contre 41 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 14 % en raison des prix réalisés plus élevés soutenus par les prix contractuels plus élevés favorisés par les clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et les prix avantageux du marché réalisés sur les volumes non visés par contrat ainsi que l'apport des centrales récemment mises en service. Ces avantages ont été neutralisés par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 16 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que neutralisée par une baisse de la charge d'amortissement découlant de la prolongation de la durée d'utilité estimée de nos actifs.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 26 millions \$, en regard de 21 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de nos initiatives de réduction des coûts et d'une augmentation de 17 % des produits moyens par MWh réalisés grâce aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux initiatives de renégociation de contrats et aux prix avantageux du marché réalisés sur les volumes non visés par contrat où nous avons tiré parti de notre stratégie d'accumuler l'eau en 2018 en prévision de la saison sèche au début de 2019.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 8 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison principalement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Production (GWh) – MLT	1 457	1 004
Production (GWh) – réelle	1 269	945
Produits	100 \$	81 \$
Autres produits	2	1
Coûts d'exploitation directs	(28)	(24)
BALIA ajusté	74	58
Charge d'intérêts	(24)	(20)
Charge d'impôt exigible	(1)	(1)
Fonds provenant des activités	49 \$	37 \$
Charge d'amortissement	(55)	(39)
Impôt différé et autres	17	(7)
Résultat net	11 \$	(9) \$

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

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Amérique du Nord										
États-Unis	522	277	63 \$	72 \$	22 \$	12 \$	9 \$	4 \$	2 \$	(8) \$
Canada	328	368	91	93	26	29	20	22	2	2
	850	645	74	84	48	41	29	26	4	(6)
Europe	274	165	104	103	20	11	17	8	11	(1)
Brésil	106	103	69	78	5	5	2	3	(3)	(1)
Asie	39	32	51	63	1	1	1	-	(1)	(1)
Total	1 269	945	80 \$	86 \$	74 \$	58 \$	49 \$	37 \$	11 \$	(9) \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 29 millions \$, comparativement à 26 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la croissance du portefeuille attribuable à une participation supplémentaire dans TerraForm Power ayant été en partie contrebalancée par des ressources éoliennes plus faibles aux installations éoliennes au Canada.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 10 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison surtout de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 17 millions \$, comparativement à 8 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'apport découlant de la croissance de notre portefeuille au cours de 2018 par suite de l'acquisition de Saeta Yield par TerraForm Power et de la mise en service de projets de développement, ce qui s'est traduit par une augmentation des fonds provenant des activités de 9 millions \$ et de la production de 127 GWh. Les fonds provenant des activités comparables ont été conformes à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 12 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison surtout de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 2 millions \$, comparativement à 3 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, les solides résultats en monnaie locale tirés de l'augmentation de la production (3 % supérieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent) et des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats ayant été plus que neutralisés par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a été supérieure de 2 millions \$ à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait surtout de la diminution des fonds provenant des activités susmentionnée.

Asie

Les fonds provenant des activités et la perte nette attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités en Asie se sont fixés à respectivement 1 million \$ et 1 million \$, le rendement du portefeuille ayant continué d'être conforme aux attentes.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Production (GWh) – MLT	195	107
Production (GWh) – réelle	199	115
Produits	38 \$	18 \$
Autres produits	1	2
Coûts d'exploitation directs	(7)	(4)
BALIA ajusté	32	16
Charge d'intérêts	(14)	(6)
Fonds provenant des activités	18 \$	10 \$
Charge d'amortissement	(13)	(6)
Impôt différé et autres	4	(6)
Résultat net	9 \$	(2) \$

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités de production d'énergie solaire se sont fixés à respectivement 18 millions \$ et 9 millions \$. L'exploitation de ce secteur est conforme à nos attentes par suite de nos participations dans TerraForm Power et TerraForm Global. La production a été comparable à la moyenne à long terme.

ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Production (GWh) – réelle	74	63
Produits	24 \$	17 \$
Coûts d'exploitation directs	(13)	(8)
BAlIA ajusté	11	9
Charge d'intérêts	(4)	(4)
Fonds provenant des activités	7 \$	5 \$
Charge d'amortissement	(6)	(6)
Impôt différé et autres	(1)	(11)
Résultat net	- \$	(12) \$

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés des activités des centrales d'accumulation par pompage et des installations alimentées à la biomasse se sont fixés à respectivement 7 millions \$ et néant. L'augmentation des fonds provenant des activités de 2 millions \$ est attribuable essentiellement à l'amélioration du rendement de notre centrale d'accumulation par pompage en Nouvelle-Angleterre, laquelle a été soutenue par une hausse des prix en fonction de la puissance.

SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Autres produits	2 \$	1 \$
Coûts d'exploitation directs	(6)	(6)
BAlIA ajusté	(4)	(5)
Coûts de service de gestion	(21)	(21)
Charge d'intérêts	(24)	(25)
Distributions sur les actions et parts de société en commandite privilégiées	(16)	(16)
Fonds provenant des activités	(65) \$	(67) \$
Impôt différé et autres	(16)	18
Perte nette	(81) \$	(49) \$

Les coûts de service de gestion totalisant 21 millions \$ ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts a diminué de 1 million \$ par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par des emprunts moins élevés aux termes des facilités de crédit de la société mère qui ont été remboursés à même le produit tiré des initiatives de recyclage des capitaux.

Les distributions attribuables aux actions et aux parts de société en commandite privilégiées ont été comparables à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'émission de parts de société en commandite privilégiées d'un montant en capital de 175 millions \$ CA (131 millions \$) réalisée au premier trimestre de 2019 ayant été annulée par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

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

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

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

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

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour le trimestre clos le 31 mars 2018 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	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 ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	261	69	53	54	17	8	2	18	17	-	499	(39)	333	793
Autres produits	-	1	1	1	-	-	-	2	-	1	6	(2)	5	9
Coûts d'exploitation directs	(70)	(19)	(23)	(14)	(6)	(3)	(1)	(4)	(8)	(6)	(154)	13	(115)	(256)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	8	36
BAIIA ajusté	191	51	31	41	11	5	1	16	9	(5)	351	-	231	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Charge d'intérêts – emprunts	(44)	(7)	(10)	(14)	(3)	(2)	(1)	(6)	(4)	(25)	(116)	9	(73)	(180)
Impôt exigible	(1)	(3)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	(5)	-	(2)	(7)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)	-	-	(9)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(8)	(17)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(148)	(148)
Fonds provenant des activités	146	41	21	26	8	3	-	10	5	(67)	193	-	-	
Charge d'amortissement	(57)	(38)	(5)	(26)	(8)	(4)	(1)	(6)	(6)	-	(151)	12	(74)	(213)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	2	-	(2)	-	(1)	-	-	(2)	1	7	5	-	3	8
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(14)	-	(1)	(6)	-	-	-	(1)	-	15	(7)	2	(4)	(9)
Divers	(10)	(2)	(1)	-	-	-	-	(3)	(12)	(4)	(32)	5	(17)	(44)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	-	(19)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	92
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	67	1	12	(6)	(1)	(1)	(1)	(2)	(12)	(49)	8	-	-	8

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de néant comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net de 56 millions \$ attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts et du résultat par part de société en commandite, mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables, avec les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part, deux mesures financières non conformes aux IFRS, pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)			Par part	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	25 \$	5 \$	0,14 \$	0,03 \$
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	18	3	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	43 \$	8 \$	0,14 \$	0,03 \$
Ajusté en fonction de la quote-part au prorata				
Charge d'amortissement	157	151	0,50	0,49
Change et perte latente (profit latent) sur les instruments financiers	18	(5)	0,06	(0,02)
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(24)	7	(0,08)	0,02
Divers	33	32	0,11	0,10
Fonds provenant des activités	227 \$	193 \$	0,73 \$	0,62 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation ¹⁾			311,1	312,7

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

PROFIL DES CONTRATS

Règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin de fournir une forte prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous conservons une vision à long terme, à savoir que le prix de l'électricité et la demande d'électricité produite à partir de sources renouvelables augmenteront en raison de la prise de conscience croissante relativement aux changements climatiques, des exigences découlant de la législation dans certaines régions visant à délaissier la production d'énergie à partir de combustible fossile, et que la production à partir de ces sources s'accroîtra sous l'effet des coûts des énergies renouvelables de plus en plus concurrentiels.

Au Brésil et en Colombie, nous prévoyons aussi que les prix de l'électricité continueront d'être favorisés par le besoin de construire de nouvelles sources d'approvisionnement à moyen ou long terme pour répondre à la demande grandissante. Sur ces marchés, la négociation de contrats d'électricité représente actuellement le seul mécanisme d'achat et de vente d'électricité. Par conséquent, nous nous attendons à obtenir des prix plus élevés lorsque nous renégocierons à moyen terme.

Le tableau suivant présente les contrats que nous avons conclus pour les cinq prochains exercices relativement à la production en Amérique du Nord, en Europe et dans certains autres pays, selon une moyenne à long terme et au prorata. Le tableau ne tient pas compte du Brésil et de la Colombie où nous prévoyons que les contrats d'électricité venant à échéance seront renégociés dans le cours normal des activités étant donné la logique de ces marchés de l'électricité. À l'heure actuelle dans ces pays, le profil des contrats au prorata s'élève à respectivement 85 % et 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir. Dans l'ensemble, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 14 ans (au prorata).

(en GWh, sauf indication contraire)	Solde en 2019	2020	2021	2022	2023
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ¹	4 816	7 226	5 159	4 446	4 445
Canada ¹	2 744	3 437	2 199	2 152	2 074
	7 560	10 663	7 358	6 598	6 519
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	1 468	1 943	1 867	1 861	1 862
Canada	922	1 269	1 269	1 269	1 269
	2 390	3 212	3 136	3 130	3 131
Europe	665	901	894	888	880
Asie ²	200	257	257	257	257
	3 255	4 370	4 287	4 275	4 268
Énergie solaire²	735	901	901	901	901
Production visée par contrat au prorata	11 550	15 934	12 546	11 774	11 688
Production non visée par contrat au prorata	1 770	2 156	5 544	6 316	6 402
	13 320	18 090	18 090	18 090	18 090
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata	87 %	88 %	69 %	65 %	65 %
Prix par MWh – production totale au prorata	80 \$	80 \$	89 \$	92 \$	93 \$

¹⁾ Comprend la production de 1 436 GWh pour 2019 et de 2 440 GWh pour 2020 garantie par des contrats financiers.

²⁾ Comprend la production visée par contrat au prorata de onze centrales d'énergie solaire (74 GWh) et d'une centrale éolienne (16 GWh) qui sont classées comme des actifs détenus en vue de la vente.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 17 ans en Amérique du Nord, à 10 ans au Brésil, à 3 ans en Colombie, à 12 ans en Europe et à 17 ans dans l'ensemble de nos autres territoires.

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

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

La majorité des conventions d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield relatives à nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclues avec des contreparties solvables ou de première qualité. L'exposition économique au prorata de la production visée par contrat s'établit comme suit : organismes d'électricité (37 %), sociétés de distribution (25 %), utilisateurs industriels (20 %) et Brookfield (18 %).

PARTIE 5 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

STRUCTURE DU CAPITAL

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis, sans clauses financières restrictives portant sur le maintien. Sur une base consolidée, près de 95 % de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et environ 85 % de la dette est sans recours.

Le tableau suivant présente la structure du capital :

	Siège social		Consolidé	
	31 mars 2019	31 déc. 2018	31 mars 2019	31 déc. 2018
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
Facilité de crédit de la société mère ^{1, 2}	381 \$	727 \$	381 \$	727 \$
Dette				
Billets à moyen terme ³	1 642	1 607	1 642	1 607
Emprunts sans recours	-	-	8 425	8 384
	1 642	1 607	10 067	9 991
Passifs d'impôt différé, montant net ⁴	-	-	4 121	4 049
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	-	-	8 456	8 129
Actions privilégiées	580	568	580	568
Parts de société en commandite privilégiées	833	707	833	707
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	7 729	7 802	7 729	7 802
Total de la structure du capital	10 784 \$	10 684 \$	31 786 \$	31 246 \$
Ratio d'endettement ²	15 %	15 %	32 %	32 %

¹⁾ Au 31 mars 2019, comprenait un montant de 355 millions \$ (néant au 31 décembre 2018) placé en dépôt par Brookfield.

²⁾ Les ratios d'endettement sont calculés compte non tenu des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère étant donné que celles-ci ne sont pas des sources de capital permanentes.

³⁾ Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield.

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

LIQUIDITÉS DISPONIBLES

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

	31 mars 2019	31 déc. 2018
(EN MILLIONS)		
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	181 \$	169 \$
Placements dans des titres de capitaux propres	138	117
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées ¹	2 100	2 100
Emprunts effectués sur les facilités de crédit ²	(381)	(721)
Facilités de lettres de crédit autorisées	300	300
Lettres de crédit émises	(226)	(209)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	1 793	1 470
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	199	218
Liquidités disponibles	2 311 \$	1 974 \$

¹⁾ Les montants sont garantis par Énergie Brookfield.

²⁾ Au 31 mars 2019, comprenaient un montant de 355 millions \$ (néant au 31 décembre 2018) placé en dépôt par Brookfield.

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

EMPRUNTS

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

	31 mars 2019			31 déc. 2018		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	Total	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	Total
Emprunts de la société mère						
Billets à moyen terme	4,4	6,3	1 648 \$	4,4	6,5	1 613 \$
Facilités de crédit	3,1	4,3	26	3,3	4,4	727
Emprunts sans recours au prorata						
Hydroélectricité	5,8	9,2	3 519	5,8	9,4	3 640
Énergie éolienne ¹	4,6	9,4	1 775	4,7	9,6	1 786
Énergie solaire ¹	5,2	10,5	1 010	5,2	10,9	1 022
Accumulation et divers	5,5	5,8	248	5,4	6,0	249
	5,5	9,3	6 552	5,4	9,5	6 697
			8 172 \$			9 037 \$
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties			(54)			(48)
			8 172 \$			8 989
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			(1 977)			(1 972)
Participations ne donnant pas le contrôle			3 898			3 701
Selon les états financiers en IFRS			10 093 \$			10 718 \$

¹⁾ Les montants ne tiennent pas compte de la dette au prorata de 59 millions \$ associée aux portefeuilles en Afrique du Sud et en Malaisie dont les actifs sont classés comme étant détenus en vue de la vente au 31 mars 2019 (60 millions \$ en 2018).

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 31 mars 2019 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Solde de 2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts							
Emprunts de la société mère	-	337	-	300	26	1 011	1 674
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit	-	-	8	-	123	-	131
Hydroélectricité	44	356	13	177	448	1 684	2 722
Énergie éolienne	-	-	-	96	42	286	424
Énergie solaire	-	-	-	53	47	221	321
Accumulation et divers	-	-	59	-	-	160	219
	44	356	80	326	660	2 351	3 817
Amortissement des remboursements de capital des emprunts							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	62	41	55	59	56	524	797
Énergie éolienne	92	105	107	105	165	712	1 286
Énergie solaire	39	37	39	41	104	363	623
Accumulation et divers	11	3	3	3	4	5	29
	204	186	204	208	329	1 604	2 735
Total	248	879	284	834	1 015	4 966	8 226

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas que le refinancement de nos emprunts jusqu'en 2023 à des conditions acceptables soulève des problèmes majeurs et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie intermédiaires non audités pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS)	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	367 \$	300 \$
Activités de financement	(284)	(595)
Activités d'investissement	(79)	(104)
Profit de change sur la trésorerie	-	4
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	4 \$	(395) \$

Activités d'exploitation

Pour le premier trimestre de 2019, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 367 millions \$, par rapport à 300 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation de 67 millions \$ des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation est attribuable principalement au solide rendement de nos activités au cours du trimestre considéré, comme le reflète la hausse du résultat net et des fonds provenant des activités en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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

(EN MILLIONS)	2019	2018
Créances clients et autres actifs courants	6 \$	1 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(9)	(42)
Autres actifs et passifs	(27)	9
	(30) \$	(32) \$

Activités de financement

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

Nous avons porté nos distributions à 2,06 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 10 cents par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2019.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP se sont élevées à 171 millions \$ (160 millions \$ en 2018). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à 149 millions \$ (191 millions \$ en 2018).

Activités d'investissement

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

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation sont comme suit :

	31 mars 2019	31 déc. 2018
Actions privilégiées de catégorie A¹	31 035 967	31 035 967
Parts privilégiées²		
Solde au début de l'exercice	37 885 496	27 885 496
Émission	7 000 000	10 000 000
Solde à la fin de la période / de l'exercice	44 885 496	37 885 496
Participation de commandité	2 651 506	2 651 506
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	129 658 623	129 658 623
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	178 821 204	180 388 361
Régime de réinvestissement des distributions	50 499	289 641
Rachat pour annulation	(20 000)	(1 856 798)
Solde à la fin de la période / de l'exercice	178 851 703	178 821 204
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral³	308 510 326	308 479 827

¹⁾ Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en séries comme suit : 5 449 675 actions privilégiées de catégorie A de série 1 sont en circulation; 4 510 389 actions privilégiées de catégorie A de série 2 sont en circulation; 9 961 399 actions privilégiées de catégorie A de série 3 sont en circulation; 4 114 504 actions privilégiées de catégorie A de série 5 sont en circulation; et 7 000 000 d'actions privilégiées de catégorie A de série 6 sont en circulation.

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

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

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Le tableau suivant présente les dividendes et distributions déclarés et versés pour les trimestres clos les 31 mars :

	Déclarés		Versés	
	2019	2018	2019	2018
(EN MILLIONS)				
Actions privilégiées de catégorie A	6 \$	7 \$	6 \$	7 \$
Parts privilégiées	10 \$	9 \$	9 \$	8 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	134 \$	176 \$	134 \$	176 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	15 \$	12 \$	13 \$	11 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	68 \$	64 \$	67 \$	64 \$
Parts de société en commandite	93 \$	90 \$	91 \$	85 \$

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 16, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés intermédiaires non audités pour de plus amples renseignements sur ce qui suit :

- *Engagements* – Ententes relatives à l'utilisation de l'eau, de terrains et de barrages, et contrats et modalités relatifs aux acquisitions confirmées de portefeuilles d'exploitation et de projets de développement;
- *Éventualités* – Actions en justice, arbitrages et poursuites dans le cours normal des activités et émission de lettres de crédit;
- *Garanties* – Nature de toutes les promesses d'indemnisation.

ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Énergie Brookfield n'a conclu aucun accord hors état de la situation financière qui pourrait raisonnablement avoir une incidence actuellement 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 du service de la dette. Au 31 mars 2019, les lettres de crédit aux termes des facilités de crédit de la société mère s'élevaient à 226 millions \$ (186 millions \$ en 2018).

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

	2019	2018				2017		
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Production totale (GWh) – MLT	13 761	13 485	12 113	13 521	12 852	12 198	9 098	10 674
Production totale (GWh) – réelle	14 125	14 445	11 609	13 122	12 880	11 913	9 370	11 618
Production au prorata (GWh) – MLT	6 776	6 602	5 956	6 935	6 351	6 030	5 053	6 277
Production au prorata (GWh) – réelle	7 246	7 052	5 552	6 455	6 694	5 890	5 198	6 719
Produits	825 \$	780 \$	674 \$	735 \$	793 \$	657 \$	608 \$	683 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	43	91	(55)	(2)	8	(67)	(43)	38
Résultat de base par part de société en commandite	0,14	0,29	(0,18)	(0,01)	0,03	(0,22)	(0,14)	0,13
BAIIA ajusté consolidé	652	604	494	543	582	454	381	460
BAIIA ajusté au prorata	395	371	277	324	351	296	232	312
Fonds provenant des activités	227	206	105	172	193	143	91	181
Fonds provenant des activités par part	0,73	0,66	0,33	0,55	0,62	0,46	0,29	0,61
Distribution par part de société en commandite	0,515	0,490	0,490	0,490	0,490	0,468	0,468	0,468

PARTIE 7 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

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

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités sont préparés conformément à IAS 34, selon laquelle il faut procéder à des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du *Règlement canadien 51-102 sur les obligations d'information continue*, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, des taux d'inflation, de l'exercice final, des charges d'exploitation, des coûts en capital, du montant de la charge d'impôt différé, du moment du paiement de celle-ci et du taux d'imposition futur connexe. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation d'actifs, les passifs d'impôt différé, les obligations de démantèlement et les estimations liées aux régimes de retraite à prestations définies et aux autres régimes d'avantages du personnel. Les estimations reposent sur des données historiques, des tendances actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

Dans le cadre de l'établissement d'estimations, la direction s'appuie sur des renseignements externes et des données observables dans la mesure du possible, appuyés par les analyses internes nécessaires. Ces estimations ont été appliquées d'une manière conforme à celles de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement ni aucune incertitude connus qui, selon nous, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, de la volatilité des taux de change et d'autres facteurs parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque » de notre rapport annuel de 2018. L'interdépendance de ces facteurs nous empêche de quantifier l'ampleur des répercussions globales de ces fluctuations sur les états financiers d'Énergie Brookfield de façon raisonnable. Ces sources d'incertitude relatives aux estimations touchent à divers degrés pratiquement tous les soldes des comptes d'actifs et de passifs. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES

i) IFRS 3 – Regroupements d'entreprises

En octobre 2018, l'IASB a publié des modifications à IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« IFRS 3 »), qui s'appliqueront aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020, l'application anticipée étant permise. Les modifications précisent qu'une entreprise doit comporter au moins une entrée et un processus important, qui ensemble contribuent à la capacité de créer des sorties, et aident les entreprises à déterminer si une acquisition constitue un regroupement d'entreprises ou si elle représente une acquisition d'un groupe d'actifs en fournissant des indications supplémentaires pour apprécier si un processus acquis est substantiel. Énergie Brookfield a décidé d'adopter de façon anticipée les modifications à IFRS 3 avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019 et appliquera la norme modifiée pour apprécier les regroupements d'entreprises sur une base prospective. Pour les acquisitions qui seront déterminées comme étant des acquisitions d'actifs plutôt que des regroupements d'entreprises, Énergie Brookfield répartira le prix de transaction et les coûts de transaction entre les actifs individuels identifiables acquis et les passifs individuels identifiables repris d'après leurs justes valeurs relatives et ne comptabilisera aucun goodwill. Les acquisitions qui continueront à répondre à la définition d'un regroupement d'entreprises seront comptabilisées selon la méthode d'acquisition, sans qu'aucun changement ne soit apporté à la méthode comptable appliquée par Énergie Brookfield.

ii) IFRS 16 – Contrats de location

Le 1^{er} janvier 2019, Énergie Brookfield a adopté IFRS 16 au moyen de l'approche rétrospective modifiée, selon laquelle l'effet cumulatif à la première application est comptabilisé dans les résultats non distribués au 1^{er} janvier 2019. Par conséquent, Énergie Brookfield a changé la méthode comptable qu'elle applique aux contrats de location comme suit.

Définition d'un contrat de location

Auparavant, Énergie Brookfield déterminait à la date de passation d'un accord si celui-ci était, ou renfermait, un contrat de location selon IFRIC 4. Selon IFRS 16, Énergie Brookfield évalue si un contrat est, ou renferme, un contrat de location en fonction de la définition d'un contrat de location, comme il est expliqué à la note 1 c).

Au moment de la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a choisi d'appliquer la mesure de simplification qui lui permet de conserver l'évaluation établissant quelles transactions constituent des contrats de location. Énergie Brookfield n'a appliqué IFRS 16 qu'aux contrats qui étaient auparavant reconnus comme des contrats de location. Les contrats qui n'étaient pas reconnus comme des contrats de location selon IAS 17 et IFRIC 4 n'ont pas été réévalués pour déterminer s'ils renfermaient un contrat de location. Par conséquent, la définition d'un contrat de location selon IFRS 16 n'a été appliquée qu'aux contrats conclus ou modifiés à compter du 1^{er} janvier 2019.

Contrats de location classés comme des contrats de location simple selon IAS 17

Au moment de la transition, les obligations locatives ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyers restants, actualisés à l'aide du taux d'emprunt marginal d'Énergie Brookfield au 1^{er} janvier 2019. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués au montant de l'obligation locative, ajusté pour tenir compte de tous les paiements de loyers payés d'avance ou comptabilisés dans les charges à payer.

Énergie Brookfield s'est prévaluée des mesures de simplification suivantes lorsqu'elle a appliqué IFRS 16 aux contrats de location qui étaient classés auparavant comme des contrats de location simple selon IAS 17 :

- Application de l'exemption permettant de ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives de contrats de location dont la durée est de moins de 12 mois;
- Exclusion des coûts directs initiaux de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de première application.

Contrats de location classés comme des contrats de location-financement selon IAS 17

En ce qui concerne les contrats de location qui étaient classés en tant que contrats de location-financement selon IAS 17, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives au 1^{er} janvier 2019 correspond à la valeur comptable de ces éléments évaluée en application d'IAS 17 immédiatement avant cette date.

Incidences sur les états financiers

À la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a comptabilisé des actifs au titre du droit d'utilisation additionnels de 145 millions \$ et des obligations locatives de 147 millions \$, la différence ayant été comptabilisée dans les résultats non distribués.

Pour l'évaluation des obligations locatives, Énergie Brookfield a actualisé les paiements de loyers à l'aide de son taux d'emprunt marginal au 1^{er} janvier 2019. Le taux moyen pondéré appliqué est de 5,5 %. La différence entre les engagements liés aux contrats de location d'un montant de 250 millions \$ présentés au 31 décembre 2018 et les obligations locatives de 147 millions \$ comptabilisées au 1^{er} janvier 2019 est principalement due à la valeur temps de l'argent.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

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

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours du trimestre clos le 31 mars 2019 n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Énergie Brookfield a conclu une entente en vue d'acquérir deux parcs éoliens en Inde d'une puissance totale de 210 MW pour une contrepartie de 70 millions \$ sous réserve des conditions de clôture habituelles. Cet investissement devrait être effectué de concert avec nos partenaires institutionnels, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

PARTIE 8 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

Les capitaux propres consolidés d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote détenues par le public, par porteurs de parts de société en commandite et par Brookfield, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP, filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield. Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables ont les mêmes attributs économiques à tous les égards, sauf que les parts de société en commandite rachetables/échangeables donnent à Brookfield le droit d'exiger le rachat de ces parts pour une contrepartie en trésorerie. Si Brookfield exerce ce droit, Énergie Brookfield peut, à son entière discrétion, réaliser le rachat en contrepartie de l'émission de parts de société en commandite sur son capital, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Brookfield, en tant que porteur de parts de société en commandite rachetables/échangeables, a droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de la société en commandite. Comme Énergie Brookfield peut, à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non comme un passif.

Étant donné la caractéristique d'échange mentionnée ci-dessus, nous présentons les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité comme des composantes distinctes des capitaux propres consolidés. Cette présentation n'a aucune incidence sur le total du résultat, sur l'information par part ou par action ni sur le total des capitaux propres consolidés.

En date du présent rapport, Brookfield détient une participation sous forme de parts de société en commandite d'environ 60 %, compte tenu d'un échange intégral, et la totalité des participations de commandité dans Énergie Brookfield, soit une participation de 0,01 %, la tranche restante d'environ 40 % étant détenue par le public.

Production réelle et production moyenne à long terme

Pour les actifs acquis, cédés ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales et n'est pas annualisée. Pour ce qui est de la Colombie seulement, la production inclut les centrales hydroélectriques et les centrales de cogénération. Le poste « divers » comprend la production des centrales de cogénération en Amérique du Nord et des centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 30 ans. La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre habituellement 20 ans. Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. La moyenne à long terme des actifs éoliens correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données historiques sur la vitesse des vents réalisée sur une période qui couvre habituellement 10 ans. La moyenne à long terme des actifs solaires correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire passés sur une période de 14 à 20 ans.

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

La production des centrales d'accumulation par pompage et de cogénération en Amérique du Nord dépend grandement des prix du marché plutôt que de la capacité de production de ces centrales. Notre centrale d'accumulation par pompage en Europe produit de l'électricité sur commande aux termes de nos contrats de services auxiliaires. La production de nos centrales alimentées à la biomasse est tributaire de la quantité de canne à sucre récoltée au cours d'une année donnée. Pour ces raisons, nous ne tenons pas compte d'une moyenne à long terme pour ces centrales.

Conventions de vote avec des sociétés affiliées

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Europe ainsi que de l'entité qui détient des activités de production d'énergie renouvelable acquise dans le cadre de l'investissement dans TerraForm Global. Énergie Brookfield a également conclu des conventions de vote avec ses partenaires du consortium visant les activités en Colombie et un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités.

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

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle *in fine* toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 r) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2018.

MESURE DU RENDEMENT

Informations sectorielles

Nos activités sont segmentées par 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, 4) accumulation et divers (cogénération et biomasse) et 5) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (notamment Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie). Cette segmentation permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Les résultats de nos actifs éoliens en Afrique du Sud classés comme étant détenus en vue de la vente ont été regroupés sous le secteur énergie éolienne en Asie. Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activité.

Nous présentons donc nos résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs. Se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités.

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

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités sont des mesures qui n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS; il est donc peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés et en tant qu'outils d'analyse, elles comportent des limites. Nous fournissons ci-après de l'information supplémentaire sur la façon dont nous calculons le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités. Nous fournissons également le rapprochement avec le 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 annuelles et trimestrielles – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

Informations au prorata

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

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes produits, autres produits, coûts d'exploitation directs, charge d'intérêts, charge d'amortissement, impôts exigible et différé et divers sont des éléments qui différeront des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 1) comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et 2) ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

En tant qu'outil analytique, la présentation des résultats au prorata comporte des limites, notamment :

- Les montants présentés dans les postes distincts sont obtenus en fonction du pourcentage global de notre intérêt économique et ne sont pas nécessairement représentatifs de notre droit à l'égard des actifs et des passifs ou des produits et des charges;
- Les autres sociétés n'utilisent pas nécessairement la même méthode pour calculer leurs résultats au prorata.

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

Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les entités qui ne font pas partie de son périmètre de consolidation; par conséquent, celles-ci ont été présentées comme des participations comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence dans ses états financiers. La présentation des actifs et des passifs ainsi que des produits et des charges ne signifie pas qu'Énergie Brookfield dispose d'un quelconque droit sur ces éléments, et le retrait des montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de ses états financiers ne porte pas atteinte aux droits d'Énergie Brookfield sur ces éléments ni n'annule son exposition à ceux-ci.

Résultat net

Le résultat net est calculé selon les IFRS.

Le résultat net est une mesure importante de rentabilité, notamment parce qu'il a une définition normalisée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, la présentation du résultat net pour notre entreprise donne souvent lieu à la comptabilisation d'une perte même si les flux de trésorerie sous-jacents générés par les actifs sont appuyés par des marges élevées et des conventions d'achat d'électricité à long terme stables. Cela ressort du fait que selon les règles de comptabilisation, nous devons comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de nos actifs beaucoup plus élevé que nos dépenses d'investissement de maintien.

BAIIA ajusté

Le BAIIA est une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour analyser le rendement d'exploitation des entreprises.

Énergie Brookfield se sert du BAIIA ajusté pour évaluer le rendement de ses activités avant l'incidence de la charge d'intérêt, de l'impôt sur le résultat, de l'amortissement des immobilisations corporelles, des coûts de service de gestion, de la participation ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions versées aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments généralement ponctuels. Énergie Brookfield fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle ou non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation.

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

Fonds provenant des activités et fonds provenant des activités par part

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

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

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

Les fonds provenant des activités ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux IFRS. En outre, ces mesures ne sont pas utilisées par le principal décideur opérationnel pour évaluer les liquidités d'Énergie Brookfield.

PARTIE 9 – MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport intermédiaire renferme de l'information et des énoncés prospectifs, au sens prescrit par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières ainsi que des énoncés prospectifs, au sens prescrit par l'article 27A de la loi américaine Securities Act of 1933 et l'article 21E de la loi américaine Securities Exchange Act of 1934, dans leur version modifiée respective, ainsi que par les règles d'exonération de la loi américaine Private Securities Litigation Reform Act of 1995 et par toute autre réglementation canadienne sur les valeurs mobilières, concernant les activités et l'exploitation d'Énergie Brookfield. Les énoncés prospectifs peuvent comprendre des estimations, des plans, des attentes, des opinions, des prévisions, des projections, des directives ou d'autres énoncés qui ne sont pas des énoncés de fait. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport intermédiaire comprennent des énoncés concernant la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, la performance financière et le ratio de distribution prévus d'Énergie Brookfield, la future mise en service d'actifs, la nature du portefeuille sous contrat, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions, les occasions de financement et de refinancement, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, les perspectives de croissance future et le profil de distribution d'Énergie Brookfield ainsi que l'accès aux capitaux d'Énergie Brookfield. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estime », « prévoit », « vise », « a l'intention de », « anticipe », « cible » ou « croit », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que ces informations et énoncés prospectifs sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons donner aucune assurance que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance induue à ces informations et énoncés prospectifs, puisqu'ils comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre.

Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux prévus ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs comprennent notamment les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans le rayonnement solaire à nos centrales d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général, en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales; la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer suivant des modalités semblables les conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; les risques généraux liés au secteur qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la fin du fonds d'équilibrage du programme d'équilibrage hydrologique au Brésil ou tout changement de celui-ci; la réglementation accrue à laquelle nos activités sont assujetties; l'incapacité de renouveler les contrats, les concessions et les permis à l'échéance ou l'incapacité de les remplacer par des contrats, des concessions et des permis suivant des modalités semblables; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction, et à l'exploitation de nos installations de production et les risques connexes; les arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coparticipants; la décision de Brookfield Asset Management de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield Asset Management; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des

réglements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; les changements apportés aux politiques gouvernementales prévoyant des mesures incitatives en matière d'énergies renouvelables; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considérés comme une « société de placement » en vertu de la loi Investment Company Act de 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; notre dépendance envers Brookfield et l'importante influence de celle-ci sur nous; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; les changements dans la façon dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations de propriété dans Énergie Brookfield; le fait que Brookfield Asset Management agisse d'une façon qui ne soit pas dans l'intérêt d'Énergie Brookfield ou de nos porteurs de parts.

Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs importants qui précède pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport intermédiaire, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle-ci. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour plus de renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre formulaire 20-F.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport intermédiaire comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités et aux fonds provenant des activités par part (collectivement, les « mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield ») qui ne sont pas des principes comptables généralement reconnus selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celles utilisées par d'autres entités. Plus particulièrement, notre définition des fonds provenant des activités peut être différente des définitions utilisées par d'autres sociétés ainsi que de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. Nous croyons que les mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer notre rendement financier. Aucune des mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer. Ces mesures non conformes aux IFRS reflètent la façon dont nous gérons les affaires et, à notre avis, permettent au lecteur de mieux les comprendre.

Notre rapport de gestion présente un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net. Nous présentons également à la note 4, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés intermédiaires non audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

NON AUDITÉ

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	Note	2019	2018
Produits	17	825 \$	793 \$
Autres produits		8	9
Coûts d'exploitation directs		(254)	(256)
Coûts de service de gestion	17	(21)	(21)
Charge d'intérêts – emprunts	7	(173)	(180)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	11	32	-
Change et (perte latente) profit latent sur les instruments financiers	3	(18)	8
Amortissement des immobilisations corporelles	6	(200)	(213)
Divers		(2)	(44)
Charge d'impôt			
Exigible		(24)	(7)
Différé		(20)	(9)
		(44)	(16)
Résultat net		153 \$	80 \$
Résultat net attribuable aux éléments suivants :			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	94 \$	56 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	18	3
Actions privilégiées	8	6	7
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	10	9
Capitaux propres des commanditaires	10	25	5
		153 \$	80 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite		0,14 \$	0,03 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

NON AUDITÉ TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)			
	Note	2019	2018
Résultat net		153 \$	80 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net			
Réévaluation des immobilisations corporelles	6	-	(3)
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies		(5)	4
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		(5)	1
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net			
Écart de conversion		135	229
(Pertes) profits de la période sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	3	(4)	17
(Perte) profit sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	3	(6)	4
Profit latent (perte latente) sur les placements dans des titres de capitaux propres	3	26	(7)
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	3	4	11
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	5	(1)	(11)
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		154	243
Autres éléments du résultat global		149	244
Résultat global		302 \$	324 \$
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	8	177 \$	257 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	1	1
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	40	28
Actions privilégiées	8	19	(9)
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	10	9
Capitaux propres des commanditaires	10	55	38
		302 \$	324 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Note	31 mars 2019	31 déc. 2018
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	12	177 \$	173 \$
Liquidités soumises à restrictions	13	208	136
Créances clients et autres actifs courants	14	605	607
Actifs liés à des instruments financiers	3	27	60
Montants à recevoir de parties liées	17	74	65
Actifs détenus en vue de la vente	2	915	920
		2 006	1 961
Actifs liés à des instruments financiers	3	154	124
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	11	1 601	1 569
Immobilisations corporelles	6	29 252	29 025
Goodwill		847	828
Actifs d'impôt différé	5	98	91
Autres actifs non courants		523	505
Total de l'actif		34 481 \$	34 103 \$
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	15	532 \$	533 \$
Passifs liés à des instruments financiers	3	32	27
Trésorerie en dépôt et montants à payer à des parties liées	17	471	101
Emprunts de la société mère	7	-	6
Emprunts sans recours	7	492	489
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	2	525	533
		2 052	1 689
Passifs liés à des instruments financiers	3	122	111
Emprunts de la société mère	7	1 668	2 328
Emprunts sans recours	7	7 933	7 895
Passifs d'impôt différé	5	4 219	4 140
Autres passifs non courants		889	734
Capitaux propres			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	8 456	8 129
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	66	66
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	3 221	3 252
Actions privilégiées	8	580	568
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	833	707
Capitaux propres des commanditaires	10	4 442	4 484
Total des capitaux propres		17 598	17 206
Total du passif et des capitaux propres		34 481 \$	34 103 \$

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

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P.



Patricia Zuccotti
Administratrice



David Mann
Administrateur

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

NON AUDITÉ TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (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	Couvertures de flux de trésorerie	Place- ments dans des titres de capitaux propres	Total des capitaux propres des comman- ditaires	Capitaux propres des comman- ditaires priviliés	Actions priviliées	Partici- pations ne donnant pas le contrôle ayant droit 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 2018	(948) \$	(652) \$	6 120 \$	(6) \$	(34) \$	4 \$	4 484 \$	707 \$	568 \$	8 129 \$	66 \$	3 252 \$	17 206 \$
Résultat net	25	-	-	-	-	-	25	10	6	94	-	18	153
Autres éléments du résultat global	-	20	-	(2)	(2)	14	30	-	13	83	1	22	149
Parts privilégiées émises (note 9)	-	-	-	-	-	-	-	126	-	-	-	-	126
Parts de société en commandite rachetées pour annulation (note 10)	(1)	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)
Apports en capital (note 8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288	-	-	288
Distributions ou dividendes déclarés	(93)	-	-	-	-	-	(93)	(10)	(6)	(134)	(15)	(68)	(326)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Divers	205	(12)	(199)	1	-	-	(5)	-	(1)	(4)	14	(3)	1
Variation au cours de la période	138	8	(199)	(1)	(2)	14	(42)	126	12	327	-	(31)	392
Solde au 31 mars 2019	(810) \$	(644) \$	5 921 \$	(7) \$	(36) \$	18 \$	4 442 \$	833 \$	580 \$	8 456 \$	66 \$	3 221 \$	17 598 \$
Solde au 31 décembre 2017	(259) \$	(378) \$	4 616 \$	(9) \$	(29) \$	15 \$	3 956 \$	511 \$	616 \$	6 298 \$	58 \$	2 843 \$	14 282 \$
Résultat net	5	-	-	-	-	-	5	9	7	56	-	3	80
Autres éléments du résultat global	-	31	(1)	1	6	(4)	33	-	(16)	201	1	25	244
Parts privilégiées émises	-	-	-	-	-	-	-	196	-	-	-	-	196
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4
Acquisition	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-	21
Distributions ou dividendes déclarés	(90)	-	-	-	-	-	(90)	(9)	(7)	(176)	(12)	(64)	(358)
Régime de réinvestissement des distributions	3	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
Divers	(6)	-	-	-	-	-	(6)	-	-	-	10	(3)	1
Variation au cours de la période	(88)	31	(1)	1	6	(4)	(55)	196	(16)	106	(1)	(39)	191
Solde au 31 mars 2018	(347) \$	(347) \$	4 615 \$	(8) \$	(23) \$	11 \$	3 901 \$	707 \$	600 \$	6 404 \$	57 \$	2 804 \$	14 473 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

NON AUDITÉ TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)			
	Note	2019	2018
Activités d'exploitation			
Résultat net		153 \$	80 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :			
Amortissement des immobilisations corporelles	6	200	213
Perte latente (profit latent) sur le change et les instruments financiers	3	20	(27)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	11	(32)	-
Charge d'impôt différé		20	9
Autres éléments sans effet de trésorerie		17	34
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	11	14	2
Variation dans les montants à payer à des parties liées et à recevoir de parties liées		5	21
Variation nette des soldes du fonds de roulement		(30)	(32)
		367	300
Activités de financement			
Produits tirés des facilités de crédit de la société mère	7	-	400
Remboursement des facilités de crédit de la société mère	7	(696)	(393)
Produits tirés des emprunts sans recours	7	93	1 091
Remboursement des emprunts sans recours	7	(88)	(1 542)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	247	4
Émission de parts de société en commandite privilégiées	9	126	196
Rachat de parts de société en commandite	10	(1)	-
Distributions versées :			
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	(134)	(176)
Aux porteurs d'actions privilégiées	8	(6)	(7)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	9	(9)	(8)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP	8, 10	(171)	(160)
Emprunts auprès de parties liées	17	600	-
Remboursements à des parties liées	17	(245)	-
		(284)	(595)
Activités d'investissement			
Acquisition, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise		-	(12)
Investissement dans les immobilisations corporelles	6	(29)	(52)
Cession de titres	3	5	38
Liquidités soumises à restrictions et autres		(55)	(78)
		(79)	(104)
Profit de change sur la trésorerie		-	4
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Augmentation (diminution)		4	(395)
Solde au début de la période		173	799
Solde à la fin de la période		177 \$	404 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :			
Intérêts payés		143 \$	130 \$
Intérêts reçus		4 \$	7 \$
Impôts sur le résultat payés		19 \$	13 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P. NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS INTERMÉDIAIRES NON AUDITÉS

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

Sauf indication contraire, « Énergie Brookfield » désigne Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées.

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.

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

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

Les parts de société en commandite sans droit de vote d'Énergie Brookfield (les « parts de société en commandite ») sont négociées à la Bourse de New York sous le symbole « BEP » et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEP.UN ». Les parts privilégiées de société en commandite de catégorie A, série 5, série 7, série 9, série 11, série 13 et série 15 d'Énergie Brookfield sont négociées à la Bourse de Toronto

respectivement sous les symboles « BEP.PR.E », « BEP.PR.G », « BEP.PR.I », « BEP.PR.K » et « BEP.PR.M ».

Notes des états financiers consolidés	Page
APPLICATION GÉNÉRALE	
1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	47
2. Actifs détenus en vue de la vente	52
3. Gestion des risques et instruments financiers	53
4. Informations sectorielles	56
RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION	
5. Impôts sur le résultat	61
SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE	
6. Immobilisations corporelles	61
7. Emprunts	62
8. Participations ne donnant pas le contrôle	64
9. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	68
10. Capitaux propres des commanditaires	69
11. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	70
12. Trésorerie et équivalents de trésorerie	70
13. Liquidités soumises à restrictions	71
14. Créances clients et autres actifs courants	71
15. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	71
16. Engagements, éventualités et garanties	72
DIVERS	
17. Transactions entre parties liées	73
18. Filiales faisant appel public à l'épargne	74
19. Événements postérieurs à la date de clôture	75

1. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés conformément à IAS 34, *Information financière intermédiaire*.

Certains renseignements et informations à fournir par voie de note normalement inclus dans les états financiers consolidés annuels audités préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par le Conseil des normes comptables internationales (« IASB ») ont été omis ou résumés. Les présents états financiers consolidés intermédiaires doivent être lus avec les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2018 d'Énergie Brookfield. Hormis IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui a été adoptée récemment et la modification apportée à IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« IFRS 3 »), qui a récemment été adoptée de façon anticipée, les états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés selon les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2018.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ne sont pas audités et tiennent compte des ajustements (ajustements récurrents normaux) qui, de l'avis de la direction, sont nécessaires pour donner une image fidèle des résultats pour les périodes intermédiaires selon les IFRS.

Les résultats présentés dans les états financiers consolidés intermédiaires de la période considérée ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats prévus pour un exercice complet. 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 2 mai 2019 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\$ » et « COP » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal et au peso colombien.

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

b) Mode de présentation

Les états financiers consolidés intermédiaires 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.

Consolidation

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

c) Changements apportés à la méthode comptable appliquée aux contrats de location

Énergie Brookfield a appliqué IFRS 16 au moyen de l'approche rétrospective modifiée, de sorte que les informations comparatives n'ont pas été retraitées et continuent d'être présentées selon IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 »), et IFRIC 4, *Déterminer si un accord contient un contrat de location* (« IFRIC 4 »). Les méthodes comptables appliquées selon IAS 17 et IFRIC 4 sont présentées séparément si elles diffèrent de celles appliquées selon IFRS 16 et l'incidence des changements de méthodes est présentée à la note 1 d).

Méthode appliquée à compter du 1^{er} janvier 2019

À la date de passation du contrat, Énergie Brookfield évalue si celui-ci est, ou renferme, un contrat de location. Un contrat est, ou renferme, 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 comporte l'utilisation d'un bien déterminé, qu'il soit mentionné explicitement ou implicitement dans le contrat, 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;
- 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 la décision quant à savoir comment utiliser le bien et à quelle fin l'utiliser est prédéterminée, Énergie Brookfield a le droit de décider de l'utilisation du bien si :
 - o Énergie Brookfield a le droit d'exploiter le bien; ou
 - o Énergie Brookfield a conçu le bien de sorte que cette conception prédétermine comment le bien sera utilisé et à quelle fin il sera utilisé.

Cette méthode est appliquée aux nouveaux contrats ou à ceux qui ont été modifiés à compter du 1^{er} janvier 2019.

À la date de passation ou de la réévaluation 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.

Comptabilisation par le preneur selon IFRS 16

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 valeurs, le cas échéant, et ajusté pour tenir compte de certaines réévaluations de l'obligation locative.

L'obligation locative est évaluée à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas été versés à la date de début, actualisés à l'aide du taux d'intérêt implicite du contrat de location ou au 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 du contrat de location à moins qu'Énergie Brookfield ait la certitude raisonnable de ne pas résilier le contrat.

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 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, lorsque l'ajustement est une réduction de l'actif au titre du droit d'utilisation, est comptabilisé en résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

Énergie Brookfield présente les actifs au titre de droits d'utilisation dans les immobilisations corporelles et les obligations locatives dans les autres passifs à long terme de l'état de la situation financière consolidé au 31 mars 2019.

Méthode appliquée avant le 1^{er} janvier 2019

Pour les contrats conclus avant le 1^{er} janvier 2019, Énergie Brookfield déterminait si l'accord était, ou renfermait, un contrat de location en appréciant si :

- l'exécution de l'accord dépendait de l'utilisation d'un ou de plusieurs actifs spécifiques;
- l'accord conférait un droit d'utiliser l'actif. Un accord conférait un droit d'utiliser l'actif si l'une des conditions suivantes était remplie :
 - o l'acheteur avait la possibilité ou le droit d'exploiter l'actif tout en obtenant ou en contrôlant plus qu'une partie insignifiante de la production;
 - o l'acheteur avait la possibilité ou le droit de contrôler l'accès physique à l'actif tout en obtenant ou en contrôlant plus qu'une partie insignifiante de la production;
 - o les faits et circonstances indiquaient qu'il était peu probable que d'autres parties auraient pris plus qu'une partie insignifiante de la production et que le prix par unité n'était ni fixé par unité produite, ni égal au prix du marché par unité produite.

Contrats de location à court terme et contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur

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 de 12 mois ou moins et des contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. Énergie Brookfield a passé en charges les paiements de loyers associés à ces contrats de location selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location.

Comptabilisation par le preneur selon IAS 17

Pour la période comparative, Énergie Brookfield, à titre de preneur, classait les contrats de location qui transféraient la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété comme étant des contrats de location-financement. En pareils cas, les actifs loués étaient évalués initialement au montant correspondant au plus faible de leur juste valeur et de la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Les paiements minimaux au titre de la location étaient les paiements que le preneur était tenu d'effectuer pendant la durée du contrat de location, à l'exclusion du loyer conditionnel.

Par la suite, les actifs étaient comptabilisés selon la méthode comptable qui s'appliquait à ceux-ci.

Les actifs détenus en vertu d'autres contrats de location étaient classés comme étant des contrats de location simple et n'étaient pas comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière d'Énergie Brookfield. Les paiements versés en vertu des contrats de location simple étaient comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location. Les avantages incitatifs à la location reçus étaient comptabilisés comme faisant partie intégrante de la charge locative, sur la durée du contrat de location.

d) Normes comptables récemment adoptées

À l'exception des modifications ci-après, Énergie Brookfield a appliqué toutes les méthodes comptables de façon uniforme à toutes les périodes présentées dans les présents états financiers consolidés.

IFRS 3 – Regroupements d'entreprises

En octobre 2018, l'IASB a publié des modifications à IFRS 3, qui s'appliqueront aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020, l'application anticipée étant permise. Les modifications précisent qu'une entreprise doit comporter au moins une entrée et un processus important, qui ensemble contribuent à la capacité de créer des sorties, et aident les entreprises à déterminer si une acquisition constitue un regroupement d'entreprises ou si elle représente une acquisition d'un groupe d'actifs en fournissant des

indications supplémentaires pour apprécier si un processus acquis est substantiel. Énergie Brookfield a décidé d'adopter de façon anticipée les modifications à IFRS 3 avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019 et appliquera la norme modifiée pour apprécier les regroupements d'entreprises sur une base prospective. Pour les acquisitions qui seront déterminées comme étant des acquisitions d'actifs plutôt que des regroupements d'entreprises, Énergie Brookfield répartira le prix de transaction et les coûts de transaction entre les actifs individuels identifiables acquis et les passifs individuels identifiables repris d'après leurs justes valeurs relatives et ne comptabilisera aucun goodwill. Les acquisitions qui continueront à répondre à la définition d'un regroupement d'entreprises seront comptabilisées selon la méthode d'acquisition, sans qu'aucun changement ne soit apporté à la méthode comptable appliquée par Énergie Brookfield.

IFRS 16 – Contrats de location

Le 1^{er} janvier 2019, Énergie Brookfield a adopté IFRS 16 au moyen de l'approche rétrospective modifiée, selon laquelle l'effet cumulatif à la première application est comptabilisé dans les résultats non distribués au 1^{er} janvier 2019. Par conséquent, Énergie Brookfield a changé la méthode comptable qu'elle applique aux contrats de location comme suit.

Définition d'un contrat de location

Auparavant, Énergie Brookfield déterminait à la date de passation d'un accord si celui-ci était, ou renfermait, un contrat de location selon IFRIC 4. Selon IFRS 16, Énergie Brookfield évalue si un contrat est, ou renferme, un contrat de location en fonction de la définition d'un contrat de location, comme il est expliqué à la note 1 c).

Au moment de la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a choisi d'appliquer la mesure de simplification qui lui permet de conserver l'évaluation établissant quelles transactions constituent des contrats de location. Énergie Brookfield n'a appliqué IFRS 16 qu'aux contrats qui étaient auparavant reconnus comme des contrats de location. Les contrats qui n'étaient pas reconnus comme des contrats de location selon IAS 17 et IFRIC 4 n'ont pas été réévalués pour déterminer s'ils renfermaient un contrat de location. Par conséquent, la définition d'un contrat de location selon IFRS 16 n'a été appliquée qu'aux contrats conclus ou modifiés à compter du 1^{er} janvier 2019.

Contrats de location classés comme des contrats de location simple selon IAS 17

Au moment de la transition, les obligations locatives ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyers restants, actualisés à l'aide du taux d'emprunt marginal d'Énergie Brookfield au 1^{er} janvier 2019. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués au montant de l'obligation locative, ajusté pour tenir compte de tous les paiements de loyers payés d'avance ou comptabilisés dans les charges à payer.

Énergie Brookfield s'est prévaluée des mesures de simplification suivantes lorsqu'elle a appliqué IFRS 16 aux contrats de location qui étaient classés auparavant comme des contrats de location simple selon IAS 17 :

- Application de l'exemption permettant de ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives de contrats de location dont la durée est de moins de 12 mois;
- Exclusion des coûts directs initiaux de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de première application.

Contrats de location classés comme des contrats de location-financement selon IAS 17

En ce qui concerne les contrats de location qui étaient classés en tant que contrats de location-financement selon IAS 17, la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative au 1^{er} janvier 2019 correspond à la valeur comptable de ces éléments évaluée en application d'IAS 17 immédiatement avant cette date.

Incidences sur les états financiers

À la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a comptabilisé des actifs au titre du droit d'utilisation additionnel de 145 millions \$ et des obligations locatives de 147 millions \$, la différence ayant été comptabilisée dans les résultats non distribués.

Pour l'évaluation des obligations locatives, Énergie Brookfield a actualisé les paiements de loyers à l'aide de son taux d'emprunt marginal au 1^{er} janvier 2019. Le taux moyen pondéré appliqué est de 5,5 %. La différence entre les engagements liés aux contrats de location d'un montant de 250 millions \$ présentés au 31 décembre 2018 et les obligations locatives de 147 millions \$ comptabilisées au 1^{er} janvier 2019 est principalement due à la valeur temps de l'argent.

2. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux actifs et passifs classés comme étant détenus en vue de la vente au 31 mars 2019 :

(EN MILLIONS)	31 mars 2019	31 déc. 2018
Actifs		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 \$	8 \$
Liquidités soumises à restrictions	46	47
Créances clients et autres actifs courants	28	28
Immobilisations corporelles	745	749
Goodwill	22	22
Autres actifs non courants	66	66
Actifs détenus en vue de la vente	915 \$	920 \$
Passifs		
Passifs courants	18 \$	23 \$
Emprunts sans recours	354	360
Autres passifs non courants	153	150
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	525 \$	533 \$

Au 31 mars 2019, les actifs détenus en vue de la vente des secteurs opérationnels d'Énergie Brookfield comprenaient des portefeuilles d'actifs d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud, en Thaïlande et en Malaisie.

3. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

GESTION DES RISQUES

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.

Il n'y a eu aucune modification importante au chapitre des risques courus par rapport à ceux énoncés dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2018.

Informations sur la juste valeur

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

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

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

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

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

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

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

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

	31 mars 2019				31 déc.
(EN MILLIONS)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	2018
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	177 \$	- \$	- \$	177 \$	173 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	252	-	-	252	181
Actifs liés à des instruments financiers ³					
Contrats d'énergie dérivés	-	14	-	14	3
Swaps de taux d'intérêt	-	5	-	5	9
Swaps de change	-	24	-	24	55
Placements dans des titres de capitaux propres ²	74	64	-	138	117
Immobilisations corporelles	-	-	29 252	29 252	29 025
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers ³					
Contrats d'énergie dérivés	-	(11)	-	(11)	(22)
Swaps de taux d'intérêt	-	(132)	-	(132)	(116)
Swaps de change	-	(11)	-	(11)	-
Contrepartie éventuelle ⁴	-	-	(2)	(2)	(3)
Actifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ⁵	861	-	-	861	703
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Emprunts de la société mère	(1 729)	(26)	-	(1 755)	(2 367)
Emprunts sans recours	(400)	(8 558)	-	(8 958)	(8 696)
Total	(765) \$	(8 631) \$	29 250 \$	19 854 \$	19 062 \$

¹⁾ Comprennent le montant courant et le montant non courant inclus dans les autres actifs non courants.

²⁾ Les montants du niveau 2 comprennent les placements du Brookfield Infrastructure Debt Fund.

³⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

⁴⁾ Se rapporte à des regroupements d'entreprises comportant des obligations échéant en 2021 et 2024.

⁵⁾ La juste valeur correspond aux placements d'Énergie Brookfield dans les actions ordinaires cotées en Bourse de TerraForm Power Inc.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours du trimestre clos le 31 mars 2019.

Information sur les instruments financiers

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

	31 mars 2019		31 déc. 2018	
	Actif	Passif	Actif (passif) net	Actif (passif) net
(EN MILLIONS)				
Contrats d'énergie dérivés	14 \$	11 \$	3 \$	(19) \$
Swaps de taux d'intérêt	5	132	(127)	(107)
Swaps de change	24	11	13	55
Placements dans des titres de capitaux propres	138	-	138	117
Total	181	154	27	46
Moins : tranche courante	27	32	(5)	33
Tranche non courante	154 \$	122 \$	32 \$	13 \$

a) Contrats d'énergie dérivés

Énergie Brookfield a conclu des contrats d'énergie dérivés à long terme principalement afin de stabiliser ou d'éliminer le risque de prix à la vente d'une partie de la production d'électricité future. Certains contrats d'énergie sont comptabilisés dans les états financiers consolidés intermédiaires 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.

b) 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 intermédiaires.

c) Swaps de change

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

d) Placements dans des titres de capitaux propres

Les placements d'Énergie Brookfield dans des titres de capitaux propres consistent essentiellement en des placements dans des titres cotés en Bourse qui sont comptabilisés à l'état de la situation financière à la juste valeur.

Le tableau suivant présente les profits latents (pertes latentes) inclus au poste « Change et (perte latente) profit latent sur les instruments financiers » dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat :

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)	2019	2018
Contrats d'énergie dérivés	6 \$	4 \$
Swaps de taux d'intérêt	(13)	5
Swaps de change – flux de trésorerie	(11)	(16)
Perte de change	-	15
	(18)\$	8 \$

Le tableau suivant présente les profits (pertes) inclus au poste « Autres éléments du résultat global » dans les états consolidés intermédiaires du résultat global :

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)	2019	2018
Contrats d'énergie dérivés	13 \$	7 \$
Swaps de taux d'intérêt	(17)	10
	(4)	17
Swaps de change – investissement net	(6)	4
Placements dans des titres de capitaux propres	26	(7)
	16 \$	14 \$

Le tableau suivant présente les ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net dans les états consolidés intermédiaires du résultat global :

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)	2019	2018
Contrats d'énergie dérivés	1 \$	8 \$
Swaps de taux d'intérêt	3	3
	4 \$	11 \$

4. 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.

Nos activités sont segmentées par 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, 4) accumulation et divers (cogénération et biomasse) et 5) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (notamment Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie). Cette segmentation permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Les résultats de nos actifs éoliens en Afrique du Sud qui sont classés comme étant détenus en vue de la vente ont été regroupés sous le secteur énergie éolienne en Asie. Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activité.

Les informations présentées au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont fournies au prorata. Les informations au prorata reflètent la quote-part d'Énergie Brookfield dans des centrales qu'elle inclut dans son périmètre de consolidation ou comptabilise selon la méthode de la mise en équivalence et pour lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable ou un contrôle conjoint sur la participation. Les informations au prorata offrent, aux porteurs de parts (les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite), une perspective que le principal

décideur opérationnel considère comme importante au moment d'effectuer des analyses internes et de prendre des décisions stratégiques et opérationnelles. Le principal décideur opérationnel est également d'avis que les informations au prorata permettent aux investisseurs de comprendre l'incidence des décisions qu'il prend et des résultats financiers attribuables aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield.

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées en fonction de la consolidation au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes produits, autres produits, coûts d'exploitation directs, charge d'intérêts, amortissement des immobilisations corporelles, impôts exigible et différé et divers sont des éléments qui différeront des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les entités qui ne font pas partie de son périmètre de consolidation; par conséquent, celles-ci ont été présentées comme des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans ses états financiers. La présentation des actifs et des passifs ainsi que des produits et des charges ne signifie pas qu'Énergie Brookfield dispose d'un quelconque droit sur ces éléments, et le retrait des montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de ses états financiers ne porte pas atteinte aux droits d'Énergie Brookfield sur ces éléments ni n'annule son exposition à ceux-ci.

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

Conformément à IFRS 8, Secteurs opérationnels, Énergie Brookfield fournit de l'information sur ses secteurs à présenter, fondée sur les mesures utilisées par le principal décideur opérationnel pour l'évaluation du rendement. Sauf lorsqu'il s'agit d'informations financières au prorata susmentionnées, les méthodes comptables utilisées pour les secteurs à présenter sont les mêmes que celles décrites à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables ». Énergie Brookfield analyse la performance de ses secteurs opérationnels en fonction des produits, du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités.

Énergie Brookfield se sert du BAIIA ajusté pour évaluer le rendement de ses activités avant l'incidence de la charge d'intérêt, de l'impôt sur le résultat, de l'amortissement des immobilisations corporelles, des coûts de service de gestion, des participations ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments typiques généralement ponctuels.

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

Le tableau qui suit présente distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs 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 dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le trimestre clos le 31 mars 2019 :

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

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

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

Le tableau qui suit présente distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs 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 dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le trimestre clos le 31 mars 2018 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	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	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits	261	69	53	54	17	8	2	18	17	-	499	(39)	333	793
Autres produits	-	1	1	1	-	-	-	2	-	1	6	(2)	5	9
Coûts d'exploitation directs	(70)	(19)	(23)	(14)	(6)	(3)	(1)	(4)	(8)	(6)	(154)	13	(115)	(256)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	8	36
BAIIA ajusté	191	51	31	41	11	5	1	16	9	(5)	351	-	231	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(44)	(7)	(10)	(14)	(3)	(2)	(1)	(6)	(4)	(25)	(116)	9	(73)	(180)
Impôt exigible	(1)	(3)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	(5)	-	(2)	(7)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)	-	-	(9)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(8)	(17)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(148)	(148)
Fonds provenant des activités	146	41	21	26	8	3	-	10	5	(67)	193	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(57)	(38)	(5)	(26)	(8)	(4)	(1)	(6)	(6)	-	(151)	12	(74)	(213)
Change et perte latente sur les instruments financiers	2	-	(2)	-	(1)	-	-	(2)	1	7	5	-	3	8
(Charge) recouvrement d'impôt différé	(14)	-	(1)	(6)	-	-	-	(1)	-	15	(7)	2	(4)	(9)
Divers	(10)	(2)	(1)	-	-	-	-	(3)	(12)	(4)	(32)	5	(17)	(44)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	-	(19)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	92
Résultat net attribuable aux porteurs de parts²	67	1	12	(6)	(1)	(1)	(1)	(2)	(12)	(49)	8	-	-	

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de néant comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 56 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau suivant présente de l'information relative à certains éléments de l'état de la situation financière d'Énergie Brookfield par secteur :

(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	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS
	Hydroélectricité			Énergie éolienne					Accumulation et divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire						
Au 31 mars 2019 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16 \$	14 \$	14 \$	29 \$	37 \$	4 \$	2 \$	44 \$	20 \$	2 \$	182 \$	(106) \$	101 \$	177 \$
Immobilisations corporelles	11 110	1 653	1 880	2 511	812	345	36	1 361	685	-	20 393	(3 558)	12 417	29 252
Total de l'actif	11 726	1 919	2 066	2 612	934	371	57	1 657	748	186	22 276	(2 514)	14 719	34 481
Total des emprunts	2 820	434	194	1 275	454	74	32	962	245	1 668	8 158	(1 977)	3 912	10 093
Autres passifs	2 759	450	160	488	139	9	4	341	38	588	4 976	(537)	2 351	6 790
Pour le trimestre clos le 31 mars 2019 : Nouvelles immobilisations corporelles	44	9	11	75	12	2	-	-	8	1	162	(66)	81	177
Au 31 décembre 2018 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6 \$	7 \$	37 \$	30 \$	29 \$	5 \$	2 \$	41 \$	9 \$	3 \$	169 \$	(81) \$	85 \$	173 \$
Immobilisations corporelles	11 498	1 609	1 907	2 480	819	348	36	1 354	686	(9)	20 728	(3 529)	11 826	29 025
Total de l'actif	12 125	1 868	2 105	2 554	939	379	56	1 650	746	161	22 583	(2 483)	14 003	34 103
Total des emprunts	2 995	419	198	1 204	463	75	31	1 021	249	2 334	8 989	(1 972)	3 701	10 718
Autres passifs	2 764	434	150	536	124	7	3	255	31	211	4 515	(511)	2 175	6 179
Pour le trimestre clos le 31 mars 2018 : Nouvelles immobilisations corporelles	12	2	9	1	3	-	-	4	1	3	35	(5)	27	57

Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par région géographique pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS)	2019	2018
États-Unis	276 \$	250 \$
Colombie	257	223
Canada	110	129
Brésil	100	103
Europe	42	44
Asie	40	44
	825 \$	793 \$

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

(EN MILLIONS)	31 mars 2019	31 déc. 2018
États-Unis	12 788 \$	12 705 \$
Colombie	6 837	6 665
Canada	5 790	5 705
Brésil	3 509	3 553
Europe	1 588	1 624
Asie	341	342
	30 853 \$	30 594 \$

5. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à 22,2 % (16,7 % en 2018). Le taux d'imposition effectif est différent du taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Le tableau suivant présente le rapprochement des immobilisations corporelles :

(EN MILLIONS)	Note	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Divers ¹	Total ²
Au 31 décembre 2018		24 679 \$	3 860 \$	228 \$	258 \$	29 025 \$
Adoption d'IFRS 16 ³		79	62	-	4	145
Ajouts		29	3	-	-	32
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global						
Change		250	-	-	-	250
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net						
Amortissement des immobilisations corporelles		(130)	(61)	(4)	(5)	(200)
Au 31 mars 2019		24 907 \$	3 864 \$	224 \$	257 \$	29 252 \$

¹⁾ Comprend la biomasse et la cogénération.

²⁾ Comprend des immobilisations incorporelles de 11 millions \$ (11 millions \$ en 2018) et des actifs en construction de 319 millions \$ (388 millions \$ en 2018).

³⁾ Le 1^{er} janvier 2019, Énergie Brookfield a adopté IFRS 16. Se reporter à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », pour obtenir plus d'informations sur l'incidence de l'adoption de cette nouvelle norme comptable.

7. EMPRUNTS

Emprunts de la société mère

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts de la société mère :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 mars 2019				31 déc. 2018			
	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	3,1	4,3	26 \$	26 \$	3,3	4,4	727 \$	727 \$
Billets à moyen terme								
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	17,6	112	137	5,8	17,9	110	124
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	1,5	337	356	5,1	1,8	330	342
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	2,9	300	316	4,8	3,1	293	309
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	6,2	300	308	3,8	6,4	293	288
Série 10 (500 \$ CA)	3,6	7,8	374	377	3,6	8,0	367	357
Série 11 (300 \$ CA)	4,3	9,8	225	235	4,3	10,0	220	220
	4,4	6,3	1 648 \$	1 729 \$	4,4	6,5	1 613 \$	1 640 \$
Total des emprunts de la société mère			1 674	1 755			2 340	2 367
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(6)				(6)	
Déduire : tranche courante			-				(6)	
			1 668 \$				2 328 \$	

¹⁾ Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.

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.

Pour répondre aux fins générales de l'entreprise et de ses activités d'exploitation, Énergie Brookfield et ses filiales émettent des lettres de crédit aux termes de certaines de leurs facilités de crédit, 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 16, « Engagements, éventualités et garanties » pour des informations sur les lettres de crédit émises par les filiales.

Le tableau qui suit résume la portion non utilisée des facilités de crédit :

(EN MILLIONS)	31 mars 2019	31 déc. 2018
Facilités de crédit autorisées de la société mère ¹	2 100 \$	2 100 \$
Emprunts effectués aux termes des facilités de crédit de la société mère ¹	(26)	(721)
Facilité de lettres de crédit autorisée	300	300
Lettres de crédit émises	(226)	(209)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	2 148 \$	1 470 \$

¹⁾ Les montants sont garantis par Énergie Brookfield.

Billets à moyen terme

Les emprunts de la société mère sont des obligations contractées par une filiale de financement d'Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Partners ULC (« Finco ») (se reporter à la note 18 « Filiales faisant appel public à l'épargne »). Finco peut rembourser de temps à autre une partie ou la totalité des emprunts, conformément aux modalités de l'acte de fiducie. Le solde est exigible à l'échéance et les intérêts sur les emprunts de la société mère sont payés semestriellement. Les billets à terme à payer par Finco sont garantis sans condition par Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP ») et certaines autres filiales.

Emprunts sans recours

Les emprunts sans recours sont habituellement des emprunts sans recours, à long terme, et grevant des actifs précis, libellés dans la monnaie locale de la filiale. Les emprunts sans recours en Amérique du Nord et en Europe consistent en des dettes à taux fixe et à taux variable indexées sur le taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL ») et le Canadian Dollar Offered Rate (le « taux CDOR »). Énergie Brookfield a recours à des swaps de taux d'intérêt en Amérique du Nord et en Europe pour réduire au minimum son exposition aux taux d'intérêt variables. Les emprunts sans recours au Brésil sont assortis de taux d'intérêt variables de la Taxa de Juros de Longo Prazo (« TJLP »), soit le taux d'intérêt à long terme de la Banque nationale de développement économique du Brésil, ou du taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré d'une marge. Les emprunts sans recours en Colombie sont assortis de taux variables de l'Indicador Bancario de Referencia (« IBR »), soit le taux d'intérêt à court terme de la Banque centrale de Colombie, ou de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de la Colombie, soit le taux d'inflation stipulé par la Banque centrale de Colombie, majorés d'une marge. Les emprunts sans recours en Inde se composent de dettes libellées en dollars américains à taux fixe.

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts sans recours :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 mars 2019				31 déc. 2018			
	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)		
Emprunts sans recours								
Hydroélectricité	6,1	9,1	6 376 \$	6 728 \$	6,1	9,2	6 318 \$	6 517 \$
Énergie éolienne	4,5	10,6	1 889	1 991	4,7	10,8	1 908	1 951
Énergie solaire	5,9	6,2	142	142	6,0	7,1	142	133
Accumulation et divers	4,2	4,7	93	97	4,1	5,0	91	95
Total	5,7	9,3	8 500 \$	8 958 \$	5,7	9,5	8 459 \$	8 696 \$
Ajouter : primes non amorties ¹			-				1	
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(75)				(76)	
Déduire : tranche courante			(492)				(489)	
			7 933 \$				7 895 \$	

¹⁾ Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.

Le 25 février 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement sans recours de 70 millions \$ CA (53 millions \$) visant une centrale hydroélectrique en Ontario d'une puissance de 20 MW. L'emprunt porte intérêt à un taux de 4,13 % et vient à échéance en 2045.

8. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux :

(EN MILLIONS)	31 mars 2019	31 déc. 2018
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8 456 \$	8 129 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	66	66
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	3 221	3 252
Actions privilégiées	580	568
	12 323 \$	12 015 \$

Le 24 février 2019, Énergie Brookfield a conclu la vente à un consortium d'acheteurs d'une seconde participation indirecte additionnelle de 25 % ne donnant pas le contrôle dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada, pour le même prix que celui de la vente de la première participation ne donnant pas le contrôle de 25 % présentée à la note 31 de nos états financiers consolidés annuels de 2018, sous réserve d'un ajustement pour la recapitalisation des dividendes réalisée au quatrième trimestre de 2018. Une contrepartie en trésorerie de 331 millions \$ CA a été reçue le 28 février 2019 de la part des actionnaires ne détenant pas le contrôle. À la conclusion de la vente, Énergie Brookfield a comptabilisé un profit de 4 millions \$ directement dans les capitaux propres.

Après la conclusion de la vente, Énergie Brookfield a continué de contrôler et d'exploiter les actifs et conserve une participation financière de 50 % dans ce portefeuille.

Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation

La variation nette des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se présente comme suit :

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infra- structure Fund	Brookfield Infra- structure Fund II	Brookfield Infra- structure Fund III	Portefeuille hydro- électrique au Canada	The Catalyst Group	Investisseurs institution- nels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2017	850 \$	1 682 \$	1 852 \$	- \$	134 \$	1 701 \$	9 \$	70 \$	6 298 \$
Résultat net	1	9	86	4	14	174	1	8	297
Autres éléments du résultat global	66	298	805	(11)	(18)	504	5	58	1 707
Apports en capital	-	9	5	293	-	-	-	-	307
Acquisition	-	-	-	-	-	-	-	21	21
Distributions	(17)	(81)	(276)	-	(6)	(167)	-	(6)	(553)
Divers	-	12	(3)	(10)	-	-	-	53	52
Au 31 décembre 2018	900 \$	1 929 \$	2 469 \$	276 \$	124 \$	2 212 \$	15 \$	204 \$	8 129 \$
Résultat net	5	8	23	4	7	44	-	3	94
Autres éléments du résultat global	(1)	-	28	2	-	53	-	1	83
Apports en capital	-	-	1	287	-	-	-	-	288
Acquisition	-	-	(21)	-	-	-	-	21	-
Distributions	(2)	(26)	(46)	(1)	-	(51)	-	(8)	(134)
Divers	-	-	-	(4)	-	-	-	-	(4)
Au 31 mars 2019	902 \$	1 911 \$	2 454 \$	564 \$	131 \$	2 258 \$	15 \$	221 \$	8 456 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	43-60 %	23-71 %	50 %	25 %	53 %	0,5 %	20-50 %	-

Participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield et participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »), a le droit de recevoir les distributions régulières, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles de 0,375 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative s'établit à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions trimestrielles des parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles de 0,4225 \$ par part de société en commandite, la distribution incitative équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil.

Au 31 mars 2019, 2 651 506 parts de société en commandite (2 651 506 au 31 décembre 2018) et 129 658 623 parts de société en commandite rachetables/échangeables (129 658 623 au 31 décembre 2018) étaient en circulation.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	2019	2018
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	2 \$	1 \$
Distributions incitatives	13	11
	15 \$	12 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	68 \$	64 \$
	83 \$	76 \$

Actions privilégiées

Les actions privilégiées d'Énergie Brookfield comprennent les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») suivantes :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les trimestres clos les		Valeur comptable au	
				31 mars 2019	31 mars 2018	31 mars 2019	31 déc. 2018
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	avril 2020	1 \$	1 \$	102 \$	100 \$
Série 2 (113 \$ CA) ¹	4,51	4,27	avril 2020	1	1	84	83
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	juillet 2019	2	2	186	182
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	avril 2018	1	1	77	75
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	juillet 2018	1	2	131	128
	31,03			6 \$	7 \$	580 \$	568 \$

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

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 mars 2019, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

Actions privilégiées de catégorie A – offre publique de rachat dans le cours normal des activités

En juin 2018, 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 26 juin 2019 ou plus tôt si les rachats sont conclus avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat, nous sommes autorisés à racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries des actions privilégiées de catégorie A. Les porteurs de parts peuvent obtenir une copie sans frais de l'avis en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune action n'avait été rachetée au 31 mars 2019.

9. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

Les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées d'Énergie Brookfield sont composés des parts privilégiées de catégorie A présentées comme suit :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les trimestres clos les		Valeur comptable au	
				31 mars 2019	31 mars 2018	31 mars 2019	31 déc. 2018
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	avril 2018	1 \$	1 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	janvier 2021	2	2	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	juillet 2021	2	2	147	147
Série 11 (250 \$ CA)	10,00	5,00	avril 2022	2	2	187	187
Série 13 (250 \$ CA)	10,00	5,00	avril 2023	2	2	196	196
Série 15 (175 \$ CA)	7,00	5,75	avril 2024	1	-	126	-
	44,89			10 \$	9 \$	833 \$	707 \$

Le 11 mars 2019, Énergie Brookfield a émis 7 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 15 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 15 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 175 millions \$ CA (131 millions \$). Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 6 millions \$ CA (5 millions \$), y compris la rémunération versée aux preneurs fermes. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 15 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,75 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2024. Par la suite, le taux de distribution sera rajusté tous les cinq ans, à un taux équivalant au plus élevé des taux suivants : i) le rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 3,94 %, et ii) 5,75 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 15 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs parts de société en commandite privilégiées de série 15 en des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 16 (les « parts privilégiées de série 16 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2024 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 16 auront le droit de recevoir des distributions en espèces privilégiées cumulatives variables équivalant au taux des bons du Trésor canadien à trois mois, majoré de 3,94 %.

Au 31 mars 2019, aucune part de société en commandite privilégiée de catégorie A, série 5 n'avait été rachetée.

10. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Au 31 mars 2019, un total de 178 851 703 parts de société en commandite étaient en circulation (178 821 204 au 31 décembre 2018), dont 56 068 944 parts étaient détenues par Brookfield (56 068 944 au 31 décembre 2018). Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2019, 50 499 parts de société en commandite (84 629 parts de société en commandite en 2018) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions à un prix total de 2 millions \$ (3 millions \$ en 2018).

Au 31 mars 2019, la participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management, soit 185 727 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, représentait environ 60 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 40 %, est détenue par des investisseurs publics.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait, au 31 mars 2019, une participation directe de société en commandite de 31 % dans Énergie Brookfield, une participation directe de 42 % dans BRELP découlant de la détention de parts de société en commandite rachetables/échangeables et une participation directe de commandité de 1 % dans BRELP.

En décembre 2018, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 8,9 millions de ses parts de société en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation, aux fins de la gestion du capital. L'offre viendra à échéance le 30 décembre 2019, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2019, Énergie Brookfield a racheté et annulé 20 000 parts de société en commandite (8 700 parts de société en commandite en 2018) à un prix total de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2018).

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
Brookfield	29 \$	28 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	64	62
	93 \$	90 \$

En février 2019, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 2,06 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de dix cents par part de société en commandite, qui a pris effet pour la distribution versée en mars 2019.

11. 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 pour le trimestre clos le 31 mars 2019 :

(EN MILLIONS)	
Solde d'ouverture	1 569 \$
Quote-part du résultat net	32
Quote-part des autres éléments du résultat global	6
Dividendes reçus	(14)
Écart de conversion et autres	8
Solde de clôture	1 601 \$

Le tableau suivant résume l'ensemble des produits bruts et du résultat net des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
Produits	359 \$	225 \$
Résultat net	110	(32)
Quote-part du résultat net ¹	32	-

¹⁾ Les participations d'Énergie Brookfield dans ces entités se situent entre 14 % et 50 %.

Le tableau suivant résume l'ensemble des actifs et des passifs bruts des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence détenus entièrement par Énergie Brookfield.

(EN MILLIONS)	31 mars 2019	31 déc. 2018
Actifs courants	702 \$	682 \$
Immobilisations corporelles	12 138	11 999
Autres actifs	663	608
Passifs courants	844	1 080
Emprunts sans recours	6 263	6 078
Autres passifs	1 408	1 197

12. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield se présentent comme suit :

(EN MILLIONS)	31 mars 2019	31 déc. 2018
Trésorerie	147 \$	127 \$
Dépôts à court terme	30	46
	177 \$	173 \$

13. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield se présentent comme suit :

	31 mars 2019	31 déc. 2018
(EN MILLIONS)		
Activités	179 \$	119 \$
Obligations liées au crédit	72	60
Dépenses d'investissement et projets de développement	1	2
Total	252	181
Moins : tranche non courante	(44)	(45)
Tranche courante	208 \$	136 \$

14. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants d'Énergie Brookfield se composent des éléments suivants :

	31 mars 2019	31 déc. 2018
(EN MILLIONS)		
Créances clients	370 \$	339 \$
Charges payées d'avance et créances diverses	103	114
Autres créances à court terme	99	109
Tranche courante de l'actif sur contrat	33	45
	605 \$	607 \$

Énergie Brookfield reçoit un paiement mensuel provenant des produits tirés des conventions d'achat d'électricité facturées et n'avait pas de créances clients en souffrance à la date de clôture. Les créances liées à des contrats conclus avec les clients sont comprises dans les créances clients. Aucun autre solde important d'actifs et de passifs sur contrat n'est lié aux produits tirés des contrats.

15. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres créditeurs d'Énergie Brookfield sont comme suit :

	31 mars 2019	31 déc. 2018
(EN MILLIONS)		
Autres créditeurs liés aux activités d'exploitation	245 \$	263 \$
Dettes fournisseurs	67	76
Intérêts à payer sur des emprunts de la société mère et des emprunts sans recours	96	76
Contrepartie différée	30	30
Distributions à payer aux porteurs de parts de société en commandite, distributions à payer sur les parts de société en commandite privilégiées et dividendes sur actions privilégiées ¹	32	30
Divers	62	58
	532 \$	533 \$

¹⁾ Ne comprennent que les montants à payer aux porteurs de parts de société en commandite externes. Les montants à payer à Brookfield sont compris dans les montants à payer à des parties liées.

16. 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 2091.

Énergie Brookfield a conclu une entente en vue d'investir 750 millions \$ CA dans TransAlta Corporation (« TransAlta ») au moyen de l'achat de titres convertibles. Ces titres sont convertibles en une participation d'au plus 49 % dans un portefeuille hydroélectrique de TransAlta d'une puissance de 813 MW situé en Alberta, au Canada. La conversion, qui peut être entreprise à notre discrétion après le 31 décembre 2024, serait réalisée à une valeur fondée sur un multiple du BAIIA futur du portefeuille hydroélectrique. L'investissement est composé de deux tranches, une première de 350 millions \$ CA financée à la clôture initiale survenue le 1^{er} mai 2019 et une seconde de 400 millions \$ CA, en octobre 2020. Nous avons également convenu, sous réserve de certaines modalités, d'augmenter le pourcentage d'actions ordinaires de TransAlta que nous détenons, pour le faire passer à 9 %. Cet investissement devrait être effectué de concert avec nos partenaires institutionnels, la participation d'Énergie Brookfield étant prévue s'élever à 25 %.

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, de concert avec des investisseurs institutionnels, a fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement puisqu'elles se rapportent à ses participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II et Brookfield Infrastructure Fund III. Les filiales d'Énergie Brookfield ont également fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement.

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

(EN MILLIONS)	31 mars 2019	31 déc. 2018
Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels	52 \$	51 \$
Filiales d'Énergie Brookfield	336	338
	388 \$	389 \$

Garanties

Dans le cours normal de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales signent des conventions prévoyant l'indemnisation et des garanties à l'égard de tiers dans le cadre de transactions, notamment de cessions d'entreprises, de projets d'investissement, d'acquisitions d'entreprises, et de vente et d'achat d'actifs et de 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.

17. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield sont comptabilisées à la valeur d'échange. Elles sont principalement effectuées avec Brookfield.

Brookfield Asset Management a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée de 400 millions \$, qui vient à échéance en décembre 2019, et le taux d'intérêt applicable aux emprunts correspond au TIOL, majoré d'au plus 2 %. Au cours du premier trimestre de 2019, aucun montant n'a été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée consentie par Brookfield Asset Management. Au cours du premier trimestre de 2019, Brookfield Asset Management a placé en dépôt des fonds auprès d'Énergie Brookfield d'un montant de 600 millions \$, dont une tranche de 245 millions \$ a été remboursée. Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, la charge d'intérêts sur le dépôt a totalisé 3 millions \$ (3 millions \$ en 2018). Après le 31 mars 2019, l'encours de 355 millions \$ sur les fonds placés en dépôt a été remboursé par Énergie Brookfield à Brookfield Asset Management.

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

(EN MILLIONS)	2019	2018
Produits		
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	159 \$	140 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	1	1
	160 \$	141 \$
Coûts d'exploitation directs		
Achats d'énergie	(3) \$	(2) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)
Services d'assurance ¹	(7)	(6)
	(16) \$	(14) \$
Charge d'intérêts – emprunts	(3) \$	(2) \$
Coûts de service de gestion	(21) \$	(21) \$

¹⁾ Les honoraires liés aux services d'assurance sont versés à une filiale de Brookfield Asset Management, laquelle conclut des contrats avec des assureurs externes au nom d'Énergie Brookfield. Les honoraires versés à la filiale de Brookfield Asset Management pour le trimestre clos le 31 mars 2019 s'établissaient à moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2018).

18. FILIALES FAISANT APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE

Les tableaux suivants présentent les informations financières résumées consolidées relatives à Énergie Brookfield, Actions privilégiées ERB et Finco :

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield ¹	Actions privilégiées ERB	Finco	Entités de portefeuille ^{1, 2}	Autres filiales ^{1, 3}	Ajustements de consolidation ⁴	Énergie Brookfield (consolidé)
Au 31 mars 2019 :							
Actifs courants	34 \$	397 \$	1 670 \$	94 \$	3 822 \$	(4 011)\$	2 006 \$
Actifs non courants	5 292	244	-	24 309	32 762	(30 132)	32 475
Passifs courants	40	7	22	3 918	2 076	(4 011)	2 052
Passifs non courants	-	-	1 642	115	13 720	(646)	14 831
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	8 456	-	8 456
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	3 221	-	-	3 221
Actions privilégiées	-	580	-	-	-	-	580
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	833	-	-	844	-	(844)	833
Au 31 décembre 2018 :							
Actifs courants	32 \$	389 \$	1 631 \$	93 \$	3 639 \$	(3 823)\$	1 961 \$
Actifs non courants	5 208	239	1	24 078	32 433	(29 817)	32 142
Passifs courants	38	6	21	3 096	2 351	(3 823)	1 689
Passifs non courants	-	-	1 607	798	13 445	(642)	15 208
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	8 129	-	8 129
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	3 252	-	-	3 252
Actions privilégiées	-	568	-	-	-	-	568
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	707	-	-	718	-	(718)	707

¹⁾ Comprend 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. et Brookfield BRP Europe Holdings Limited, collectivement les « entités de portefeuille ».

³⁾ Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de portefeuille.

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	Finco	Entités de portefeuille ^{1, 2}	Autres filiales ^{1, 3}	Ajustements de consoli- dation ⁴	Énergie Brookfield (consolidé)
Pour le trimestre clos le 31 mars 2019 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	(1)\$	826 \$	- \$	825 \$
Résultat net	35	-	2	11	105	-	153
Pour le trimestre clos le 31 mars 2018 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	793 \$	- \$	793 \$
Résultat net	14	4	-	(9)	106	(35)	80

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

²⁾ Comprennent les entités de portefeuille.

³⁾ Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de portefeuille.

⁴⁾ Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

Se reporter à la note 7, « Emprunts », pour plus de détails concernant les émissions de billets à moyen terme par Finco. Se reporter à la note 8, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Énergie Brookfield a conclu une entente en vue d'acquérir deux parcs éoliens en Inde d'une puissance totale de 210 MW pour une contrepartie de 70 millions \$, sous réserve des conditions de clôture habituelles. Cet investissement devrait être effectué de concert avec nos partenaires institutionnels, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

INFORMATION GÉNÉRALE

Bureau principal

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

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

Richard Legault
Président du conseil du groupe

Harry Goldgut
Président du conseil du groupe

Sachin Shah
Chef de la direction

Wyatt Hartley
Chef de la direction des finances

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

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

Administrateurs du commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.

Jeffrey Blidner
Eleazar de Carvalho Filho
John Van Egmond
David Mann
Lou Maroun
Patricia Zuccotti
Lars Josefsson

Symboles boursiers

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

Information pour les investisseurs

Pour en savoir plus sur Énergie Brookfield, visitez l'adresse <https://bep.brookfield.com>. Vous pouvez également consulter en ligne le rapport annuel et le formulaire 20-F de 2018. Pour obtenir des informations à jour et détaillées, visitez notre section « Nouvelles ».

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

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

Brookfield Renewable Partners L.P.

bep.brookfield.com

NYSE : BEP

TSX : BEP.UN