

# Brookfield Renewable Partners L.P.

RAPPORT ANNUEL DE 2018

## 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 au 31 décembre 2018 :

	Réseaux hydrographiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT <sup>1</sup> (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	43	927	4 799	-
	82	218	7 906	36 434	7 487
Énergie éolienne					
États-Unis	-	24	1 888	6 565	-
Canada	-	4	484	1 437	-
	-	28	2 372	8 002	-
Europe	-	50	1 247	2 813	-
Brésil	-	21	552	2 258	-
Asie <sup>2</sup>	-	7	277	536	-
	-	106	4 448	13 609	-
Énergie solaire <sup>2</sup>	-	545	1 787	3 390	-
Accumulation <sup>3</sup>	2	4	2 698	-	5 220
Divers <sup>4</sup>	-	6	580	-	-
	84	879	17 419	53 433	12 707

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2018, 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 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

<sup>2)</sup> 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.

<sup>3)</sup> 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).

<sup>4)</sup> 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 décembre 2018 :

PRODUCTION (GWh) <sup>1</sup>	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	1 181	1 198	1 210	1 210	4 799
	9 321	9 689	8 182	9 242	36 434
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	1 798	1 762	1 291	1 714	6 565
Canada	400	345	273	419	1 437
	2 198	2 107	1 564	2 133	8 002
Europe	894	623	533	763	2 813
Brésil	434	513	727	584	2 258
Asie <sup>2</sup>	127	142	139	128	536
	3 653	3 385	2 963	3 608	13 609
Énergie solaire <sup>2</sup>	692	1 031	1 032	635	3 390
Totale	13 666	14 105	12 177	13 485	53 433

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2018, 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 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

<sup>2)</sup> 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 décembre 2018 :

PRODUCTION (GWh) <sup>1</sup>	T1	T2	T3	T4	Totale
<b>Hydroélectricité</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis	2 225	2 361	1 470	1 953	8 009
Canada	1 109	1 337	1 077	1 073	4 596
	3 334	3 698	2 547	3 026	12 605
Colombie	844	844	859	935	3 482
Brésil	969	985	996	996	3 946
	5 147	5 527	4 402	4 957	20 033
<b>Énergie éolienne</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis	590	620	447	558	2 215
Canada	346	308	249	366	1 269
	936	928	696	924	3 484
Europe	308	216	186	268	978
Brésil	142	167	245	200	754
Asie <sup>2</sup>	37	42	41	36	156
	1 423	1 353	1 168	1 428	5 372
<b>Énergie solaire<sup>2</sup></b>	196	300	300	178	974
<b>Totale</b>	<b>6 766</b>	<b>7 180</b>	<b>5 870</b>	<b>6 563</b>	<b>26 379</b>

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2018, 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 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

<sup>2)</sup> 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 annuel renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport annuel et dans d'autres documents déposés auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada. Se reporter à la « PARTIE 10 – Mise en garde ». Dans le présent rapport annuel, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la « PARTIE 10 – Mise en garde ». Le présent rapport annuel, notre formulaire 20-F et de l'information supplémentaire déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web, à l'adresse <https://bep.brookfield.com>, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov), et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

# Lettre aux porteurs de parts

Nous avons connu un autre excellent exercice en 2018 tandis que nous avons poursuivi la mise en œuvre de nos initiatives en matière d'exploitation, de financement et de croissance. Nous avons consacré beaucoup de temps au cours de l'exercice à accroître nos capacités d'exploitation et d'investissement partout dans le monde. Nous avons réussi par ailleurs à mobiliser des capitaux substantiels afin de pouvoir saisir les occasions d'investissement, en fonction de la valeur, au cours du prochain cycle. Depuis notre création en 1999, nous avons offert à nos porteurs de parts un rendement annuel composé par part de 15 % et demeurons déterminés à dégager des rendements stables à long terme tout en poursuivant l'expansion de nos activités.

Les faits saillants de l'exercice comprennent :

- L'augmentation de 14 % des fonds provenant des activités par part en regard de ceux de l'exercice précédent, qui est attribuable aux rendements de tous les secteurs, conformément aux attentes.
- La mise en œuvre de nos mesures de réduction des coûts aux États-Unis et en Colombie. Ces mesures devraient se traduire par une amélioration des marges d'environ 20 millions \$ par année à l'avenir.
- La mise en valeur au cours de l'exercice de nos équipes d'exploitation aux États-Unis, en Europe, en Inde et en Chine afin de soutenir nos projets à long terme dans ces marchés.
- La mise en service de nouveaux projets éoliens et hydroélectriques d'une puissance d'environ 60 mégawatts, l'avancement de projets de développement de plus de 350 mégawatts dans notre portefeuille et le maintien de notre approche à l'égard des projets de développement qui consiste à saisir les occasions permettant de réduire au minimum les obligations liées au financement et les coûts courants.
- L'investissement de 550 millions \$ au cours de l'exercice dans des initiatives de croissance, notamment pour faire des acquisitions, amorcer des projets de développement et racheter des parts.
- Le rachat d'environ 2 millions de parts à un cours unitaire de 27 \$ pour tirer avantage de la volatilité sur les marchés.
- La mise en œuvre de notre stratégie de recyclage d'actifs, qui nous a permis de vendre une participation partielle dans des actifs parvenus à échéance et de sortir des marchés secondaires.
- La prolongation au cours de l'exercice de l'échéance de tous les titres d'emprunt à court terme, ce qui a permis de porter à 10 ans la durée moyenne de notre dette globale, de sorte qu'aucune dette importante ne viendra à échéance avant 2023.
- Le maintien d'une situation financière solide, l'augmentation des liquidités disponibles (lesquelles devraient dépasser 2,2 milliards \$ une fois clôturées la vente d'actifs conclue et la vente annoncée d'une participation supplémentaire dans notre portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada) et la hausse du ratio de distribution des fonds provenant des activités, lequel s'est fixé à 95 % sur une base réelle et à 90 % sur une base annualisée.

## Exploitation

En 2018, nous avons dégagé des fonds provenant des activités de 676 millions \$, soit une augmentation de 16 % par rapport à ceux de l'exercice précédent.

Au cours de l'exercice, nous nous sommes attardés à l'intégration des actifs récemment acquis et à l'amélioration de leur exploitation. Après son acquisition par Brookfield et son intégration, TerraForm Power a pu stabiliser ses activités, réinstaurer des programmes d'entretien préventif, s'entendre avec ses fournisseurs, former de nouvelles équipes et établir de nouveaux processus. Au fil du temps, ces réalisations devraient accroître la disponibilité des actifs, favoriser une meilleure prévisibilité des dépenses d'investissement et améliorer les marges d'exploitation. De plus, par l'entremise de TerraForm Power, nous avons réalisé une acquisition importante en Espagne concernant des actifs d'énergie éolienne et d'énergie solaire construits récemment, doublant presque les flux de trésorerie sur une base annualisée de cette société et contribuant à l'amélioration générale de sa structure du capital. Cette acquisition nous a également permis d'éliminer certaines clauses restrictives de financement négatives et d'améliorer la notation de la situation financière de TerraForm Power. L'acquisition devrait dégager des flux de trésorerie à long terme stables pour TerraForm Power, se traduisant par des rendements positifs situés dans le bas de la fourchette à deux chiffres qui pourraient même dépasser nos attentes étant donné les récentes annonces de majoration des tarifs en Espagne.

Nous pouvons compter sur des activités hydroélectriques parmi les plus importantes au monde dont nous avons doublé la taille et accru la présence dans diverses régions au cours des cinq dernières années. L'apport de ces actifs aux fonds provenant des activités a été de 671 millions \$ en 2018. Les actifs hydroélectriques bénéficient de durées d'utilité à long terme (souvent de plus de 100 ans), de faibles charges d'exploitation et coûts en capital courants, et de la capacité d'ajuster l'offre d'électricité à la demande en raison de leurs caractéristiques intrinsèques similaires à celles des batteries.

Du point de vue de l'exploitation, nous continuons à prolonger la durée de nos conventions d'achat d'électricité en Colombie et au Brésil, là où la volatilité des prix offre des occasions d'accroître les produits futurs et de les stabiliser. Les conventions que nous avons conclues dans ces deux marchés sont en général au prix du marché ou en deçà de celui-ci. Par conséquent, la prolongation de la durée des conventions représente pour nous une occasion tout à fait unique d'accroître nos bénéfices. En Amérique du Nord, les prix de l'électricité demeurent bas; c'est pourquoi nous continuons de conclure des conventions à plus court terme pour nos centrales hydroélectriques afin de disposer de la possibilité de les renégocier à la hausse dans l'éventualité où une montée des prix surviendrait. Nous détenons plusieurs anciennes conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance au cours des trois prochaines années, lesquelles visent des actifs qui fournissent de l'électricité en Nouvelle-Angleterre. Heureusement, sur une base nette, ces conventions ont permis de fournir de l'électricité à des prix comparables à ceux du marché actuel. En conséquence, au moment du renouvellement, nous nous attendons à ce que l'ensemble des produits de BEP varie de plus ou moins 5 millions \$. À part ces conventions, nous n'avons conclu aucune convention d'achat d'électricité importante en Amérique du Nord venant à échéance avant 2029.

En 2018, les fonds provenant des activités de nos actifs éoliens se sont élevés à 160 millions \$. Au cours des 18 derniers mois, nous avons plus que triplé la puissance installée de notre parc éolien grâce à des acquisitions d'envergure et complémentaires et à la mise en service de projets de développement. Étant donné que nous détenons désormais un portefeuille regroupant des actifs éoliens situés dans dix pays, répartis sur quatre continents, cette diversification géographique constitue un avantage important en matière d'atténuation de la variabilité des ressources et est un bon exemple des raisons pour lesquelles nous accordons la priorité à la diversification comme un des principaux leviers de création de valeur pour notre entreprise.

Les secteurs énergie solaire, et accumulation et divers ont contribué à hauteur de 104 millions \$ aux fonds provenant des activités en 2018 grâce aux acquisitions d'envergure effectuées en 2017 et 2018. La production des centrales d'énergie solaire photovoltaïque et thermique à concentration sur commande avoisine actuellement 1 800 mégawatts, tandis que la production combinée de nos centrales d'accumulation par pompage et de stockage dans des batteries s'élève à 2 700 mégawatts. Nos centrales d'énergie solaire sont soutenues par des flux de trésorerie assujettis en grande partie à des conventions d'achat d'électricité dont la durée résiduelle moyenne est de 17 ans. Nos centrales d'accumulation continuent à offrir des services auxiliaires essentiels pour stabiliser le réseau ainsi qu'une capacité supplémentaire d'accumulation, produits dont la valeur est en forte croissance étant donné la variabilité de la production à partir de ressources éoliennes et solaires.

## **Bilan et liquidités**

À l'heure actuelle, aucune dette importante ne viendra à échéance dans les quatre prochaines années et la durée de l'ensemble de nos dettes s'élève à 10 ans. Nous sommes peu exposés à la hausse des taux d'intérêt, car seulement 7 % de notre dette en Amérique du Nord et en Europe pourrait être touchée par une hausse. Nous sommes bien protégés contre la volatilité des taux de change, toutes les monnaies des marchés établis étant couvertes. En outre, nous concluons des contrats de change lorsque nous vendons un actif, comme nous l'avons fait dans le cadre de la vente de certains actifs hydroélectriques au Canada et du portefeuille en Afrique du Sud, pour nous assurer de toucher des rendements très intéressants au moment de leur cession. Par conséquent, une variation globale de 10 % des monnaies des marchés où nous exerçons nos activités (établis ou émergents) aurait une incidence globale de 4 % sur les fonds provenant des activités.

Après la conclusion de la vente d'actifs récemment annoncée, nous disposerons de liquidités disponibles de 2,2 milliards \$. Au cours de l'exercice, nous avons annoncé d'importantes initiatives de mobilisation de capitaux à l'échelle du portefeuille et en avons réalisé plusieurs. Elles comprennent la vente d'une participation de 25 % dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada et l'intention de vendre une participation supplémentaire de 25 %, un petit projet de développement éolien au Royaume-Uni ainsi que la vente de nos actifs secondaires en Afrique du Sud, en Thaïlande et en Malaisie conclue en 2018 et dont la clôture devrait survenir au cours du premier semestre de 2019. En perspective, nous détenons un portefeuille robuste d'actifs, qui à notre avis, seraient convoités par des acheteurs dont le coût du capital est faible, si nous décidions d'entamer un processus de vente. Par conséquent, nous sommes d'avis que la plus grande partie de notre croissance sera financée par les produits tirés de la vente d'actifs, les flux de trésorerie disponibles pour nos activités et les émissions d'actions privilégiées ou de titres d'emprunt de la Société. C'est pourquoi, bien que nous puissions émettre des actions lorsqu'il est avantageux de le faire sur le plan financier, étant donné les sources de financement susmentionnées, nous ne dépendons pas de l'accès au marché financier pour financer notre croissance.

## **Hausse des distributions**

Compte tenu de notre croissance récente, de notre solide situation financière et de notre accès aux capitaux, nous sommes heureux d'annoncer que le conseil d'administration a approuvé une hausse de 5 % des distributions trimestrielles de BEP, ce qui porte la distribution annuelle à 2,06 \$ par part.

## **Perspectives**

Notre objectif à long terme est de continuer à dégager un rendement à long terme total de 12 % à 15 % par part à l'intention des porteurs de parts. Nous y parviendrons en mettant l'accent sur la croissance des flux de trésorerie provenant de nos activités existantes et en saisissant les occasions d'investissement. À plus long terme, nous tablons sur des ressources financières importantes et un solide bilan pour atteindre nos cibles d'investissement.

Grâce à notre renommée d'excellence opérationnelle et à notre présence dans tous les principaux marchés à l'échelle mondiale, nous sommes en mesure d'évaluer un nombre considérable d'occasions d'investissement partout dans le monde et de choisir avec soin le type d'actifs et d'activités que nous acquerrons, veillant ainsi à ce que le profil risque-rendement soit conforme à nos objectifs à long terme.

En terminant, au nom de nos employés et de nos administrateurs, je tiens à remercier sincèrement nos porteurs de parts et nos nombreux partenaires d'affaires pour leur contribution à notre succès. Nous vous remercions de votre soutien constant. Nous avons hâte de vous faire part de nos progrès en 2019.

Cordialement,

Le chef de la direction,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Sachin Shah', with a stylized, cursive script.

Sachin Shah

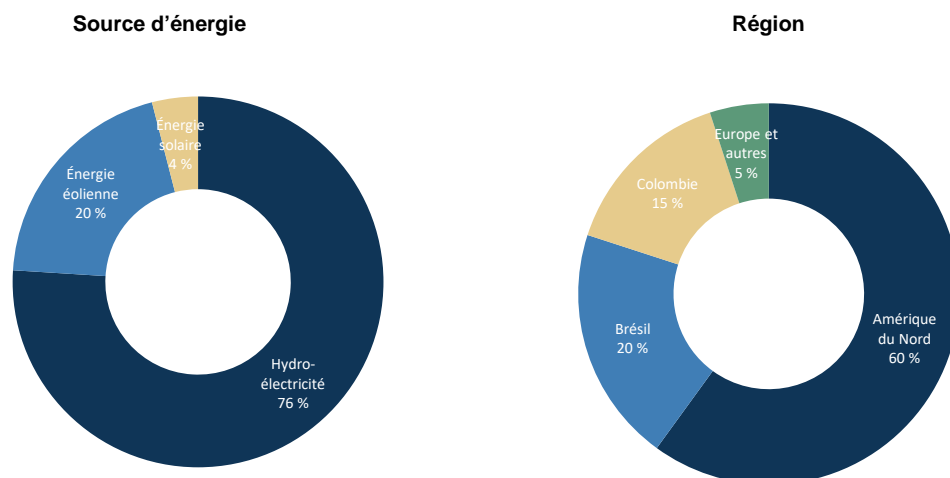
## NOS FORCES CONCURRENTIELLES

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 côté 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 26 400 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 20 %, et environ 75 % de nos emprunts sont sans recours. Les emprunts de la société mère et les emprunts sans recours 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 31 décembre 2018, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 1,9 milliard \$, 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 comptons 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 : 49 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 4 200 MW, 103 centrales éoliennes d'une puissance totale d'environ de 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 un ratio de distribution à long terme des fonds provenant des activités d'environ 70 % et une fourchette à long terme de taux de croissance des distributions se situant entre 5 % et 9 % par année.

## **GESTION ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ET EN MATIÈRE DE GOUVERNANCE**

### **Introduction**

Forte de plus de 100 ans d'expérience en production d'énergie renouvelable, Énergie Brookfield a une perspective à long terme en ce qui a trait à la propriété et à l'exploitation de ses centrales, et nous nous engageons à fournir des solutions durables, à renforcer et à maintenir la confiance de nos collectivités et à exploiter nos centrales de façon responsable.

Nous croyons que de solides pratiques environnementales, sociales et en matière de gouvernance favorisent l'environnement, nos employés, nos parties prenantes et nos investisseurs tout en dopant notre potentiel. Veiller à l'intégration de ces pratiques à l'ensemble de notre entreprise donnera lieu à la création de valeur à long terme au moyen :

- d'une rentabilité améliorée : l'importance de notre portefeuille d'énergie renouvelable nous permet de contribuer considérablement à une économie mondiale à faible émission de carbone en investissant dans cette catégorie d'actifs de façon rentable tout en fournissant à nos clients des solutions énergétiques durables et renouvelables;
- d'une réduction des risques : en tant que propriétaire et exploitant ayant une perspective d'investissement à long terme, renforcer et maintenir la confiance et mériter l'approbation sociale de nos activités réduit les risques opérationnels et à l'égard de notre réputation;
- d'une hausse des occasions : avoir une solide réputation comme partenaire fiable et responsable pourrait entraîner une hausse de nos occasions, entre autres dans le flux des propositions d'investissement et les contrats de distribution.

### **Processus d'investissement**

Tous les investissements effectués par Énergie Brookfield ou par l'entremise de celle-ci doivent être approuvés par le comité des placements. Nous tenons compte des facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance tout au long du processus d'investissement. Pour s'assurer qu'ils sont bien intégrés à l'étape du contrôle préalable, les équipes d'investissement fournissent au comité des placements des documents faisant état des avantages, des risques potentiels et des occasions liés à la transaction. Au cours de ses délibérations, le comité des placements tient compte des principaux problèmes environnementaux, sociaux et de gouvernance, des stratégies d'atténuation potentielles, notamment les risques de subornation et de corruption, les risques liés à la santé et à la sécurité, les risques juridiques ainsi que les risques environnementaux et sociaux.

Après l'acquisition d'un actif ou d'un placement dans un actif, les équipes d'exploitation de nos centrales mettent au point un plan d'intégration sur mesure qui porte, entre autres, sur les principales priorités environnementales, sociales et de gouvernance. En matière de gouvernance et de santé et de sécurité, nous adoptons des principes communs et partageons les meilleures pratiques pour contrer les risques dans l'ensemble de l'organisation. En tant qu'investisseurs à long terme poussés par la création de valeur, nous sommes continuellement à l'affût d'occasions de répondre aux besoins environnementaux, sociaux et de gouvernance.

En outre, Énergie Brookfield a émis des obligations vertes à l'échelle de la société mère et des projets d'un montant en capital de 1,4 milliard \$ depuis 2017. Nous avons émis des obligations vertes de la société mère pour la première fois en 2018 pour un montant en capital de 300 millions \$ CA et avons élaboré un cadre pour les obligations vertes d'Énergie Brookfield, qui définit les actifs de production d'énergie renouvelable qui sont admissibles au financement par émission d'obligations vertes et la façon dont leur rendement sera évalué. S&P a accordé une note d'évaluation de E-1 Green à nos obligations vertes à l'échelle des projets Holtwood, White Pine et Brookfield Power New York (« BPNY »), soit la plus haute note pouvant être attribuée, et a cité la gestion environnementale, l'engagement envers l'énergie renouvelable et l'utilisation des produits dans la production d'énergie renouvelable d'Énergie Brookfield.

Le marché croissant des obligations vertes permet aux investisseurs en instruments de créance de participer au financement de produits et d'initiatives durables. Nous avons l'intention de continuer à émettre d'autres obligations vertes.

## Nos principes environnementaux, sociaux et en matière de gouvernance

Nos principes environnementaux, sociaux et en matière de gouvernance sont résumés dans le tableau ci-après :

Veiller au bien-être et à la sécurité des employés	<ul style="list-style-type: none"><li>• Bien-être des employés : Respecter ou dépasser les exigences établies par les lois ou les normes du travail applicables dans les territoires où nous exerçons nos activités, notamment respecter les droits de la personne, offrir des salaires compétitifs et instaurer des pratiques d'embauche non discriminatoires et entièrement inclusives.</li><li>• Santé et sécurité : Viser un objectif de zéro incident grave dans nos centrales en mettant en œuvre des principes de santé et de sécurité uniformes à l'échelle de l'organisation.</li></ul>
Être de bons exemples dans les collectivités où nous exerçons nos activités	<ul style="list-style-type: none"><li>• Engagement dans la collectivité : S'engager auprès des groupes communautaires qui pourraient être touchés par nos actions et nous assurer de tenir compte de leurs intérêts, de leur sécurité et de leur bien-être lorsque nous prenons des décisions.</li><li>• Philanthropie : Permettre à nos employés de participer aux activités des collectivités où nous exerçons nos activités et d'utiliser nos ressources pour redonner à ces collectivités.</li></ul>
Atténuer l'incidence de nos activités sur l'environnement	<ul style="list-style-type: none"><li>• Protection de l'environnement : Chercher à réduire au minimum l'incidence environnementale de nos activités et améliorer notre utilisation des ressources au fil du temps.</li></ul>
Exercer nos activités selon les plus hautes normes législatives et réglementaires en matière d'éthique	<ul style="list-style-type: none"><li>• Gouvernance, éthique et équité : Exercer nos activités en fonction de hautes normes d'éthique conformément aux exigences législatives et réglementaires et à notre code d'éthique et de conduite professionnelle.</li><li>• Transparence : Demeurer disponibles pour nos investisseurs et nos parties prenantes en étant réactifs à leurs demandes d'information et en communiquant rapidement avec eux.</li></ul>

## Nos priorités environnementales, sociales et en matière de gouvernance

À partir de ces principes environnementaux, sociaux et en matière de gouvernance, nous avons établi certaines priorités pour notre entreprise.

### **Environnement**

Nous développons, détenons et exploitons des centrales d'énergie renouvelable qui propulsent le monde vers un avenir à faible émission de carbone. Forts de plus d'un siècle d'expérience en production d'énergie renouvelable, nous croyons aux placements et à la gestion de nos installations à long terme. Nous sommes conscients que l'énergie renouvelable que nous produisons repose sur des ressources naturelles et que, pour continuer d'assurer la disponibilité, la stabilité et la pérennité de ces ressources, nous devons protéger l'environnement, notamment la biodiversité et les écosystèmes.

Au cours de l'exercice précédent, nous avons évalué nos émissions de gaz à effet de serre (« GES ») de catégorie 1 et 2 de nos activités à l'échelle mondiale. En 2018, l'année de référence des calculs, nous estimons que nos émissions ont totalisé 282 299 tonnes métriques d'équivalent en dioxyde de carbone (« éq. CO<sub>2</sub> ») et une intensité brute des émissions à 7,06 kg d'éq. CO<sub>2</sub> par mégawattheure, ce qui confirme que nous sommes l'une des sociétés productrices d'électricité émettant le moins de GES au monde.

## **Social**

Renforcer la confiance de nos employés et des collectivités locales est essentiel au développement et à la production d'énergie renouvelable. Nous savons, chez Énergie Brookfield, qu'il faut travailler continuellement pour garder la confiance des employés et des parties prenantes, voire consolider et entretenir une relation à long terme avec ces parties. Nous faisons la promotion de la sécurité et du bien-être de nos employés et des collectivités en plus d'encourager un dialogue ouvert et continu avec toutes nos parties prenantes.

Nous accordons la priorité à une solide culture en santé et sécurité. Nous visons un objectif de zéro incident grave. Pour l'atteindre, la haute direction s'engage activement dans la gestion de la santé et de la sécurité de nos employés. Nous offrons également à nos employés les moyens de détecter et de traiter les enjeux de sécurité grâce à une formation de pointe sur la santé et la sécurité et à notre programme *Safe Work Observation*, qui encourage les employés à identifier et à signaler tout incident ou toute inquiétude lié à la sécurité.

Nous continuons à mettre en œuvre des mesures pour augmenter la diversité au sein de notre effectif. Pour ce faire, nous avons élaboré des lignes directrices afin d'assurer que les bassins de candidats sont assez diversifiés dans le cadre de notre processus de recrutement. Nous offrons et appuyons également des occasions d'avancement pour nos employées pour promouvoir le succès de leur carrière. Chez Énergie Brookfield, la moitié des membres de la haute direction sont des femmes.

Construire de solides partenariats avec les collectivités où nous exerçons nos activités est essentiel. Notre code d'éthique et de conduite professionnelle exige que les parties prenantes soient engagées dans notre stratégie de développement tôt dans le projet. Dès l'étape de développement du projet, nous appuyons les collectivités locales en contribuant directement aux projets, aux organismes sans but lucratif et à des programmes récréatifs et éducatifs. Par exemple, Énergie Brookfield fait don annuellement de 1 000 € à 5 000 € par mégawatt à des collectivités en Irlande et en Écosse qui hébergent des parcs éoliens. Le financement est utilisé pour construire et améliorer des installations récréatives et des systèmes de sécurité communautaires, ainsi que pour commanditer des activités communautaires. En outre, chaque année, nous nous associons à plus de 300 organismes de bienfaisance et sans but lucratif locaux et contribuons à des projets dans les régions où nous exerçons nos activités et réalisons des projets partout en Amérique du Nord.

En Colombie, notre centrale hydroélectrique de Sogamoso a été reconnue mondialement par l'International HydroPower Association et la Banque mondiale pour ses meilleures pratiques en matière de gestion de l'infrastructure et de sécurité publique. Les composantes principales du développement de la centrale hydroélectrique d'une puissance de 820 MW comprennent des évaluations et des suivis de l'infrastructure et de la sécurité publique, des tests réussis en matière de préparation efficace aux situations d'urgence et des mesures d'intervention, en plus de nombreux ponts, routes et tunnels conçus pour améliorer la sécurité publique.

## **Gouvernance**

Nous croyons que faire croître notre entreprise de façon responsable est essentiel à notre succès à long terme. Nous avons toujours eu comme politique d'exercer nos activités en faisant preuve de la plus grande honnêteté et intégrité. Tandis que notre entreprise croît dans de nouveaux territoires et acquiert de nouvelles technologies, il est plus important que jamais de garder ces valeurs à l'avant-plan.

Nos efforts pour créer une entreprise responsable sont soutenus par notre cadre de gouvernance et notre engagement de conduite éthique. Nous avons comme objectif d'utiliser les meilleures pratiques, pas seulement assurer une conformité de base, et nous savons que, sans une haute direction et une obligation de reddition de comptes efficaces, nos politiques et nos procédures ne seront pas non plus efficaces. C'est pourquoi nous avons renforcé nos pratiques de gouvernance au cours de la dernière année pour nous assurer que notre stratégie environnementale, sociale et en matière de gouvernance est bien intégrée et qu'elle évolue. Sur cette voie, nous avons, par exemple, récemment officialisé nos principes environnementaux, sociaux et de gouvernance pour les intégrer dans la planification stratégique à l'échelle de nos activités autour du globe. Il incombe aux chefs de la direction de ces entreprises de définir des objectifs environnementaux, sociaux et de gouvernance, de mettre en œuvre des plans d'action et de faire le suivi du rendement lié à leurs priorités locales.

### Faits saillants environnementaux, sociaux et en matière de gouvernance

#### 25 millions de tonnes

d'émissions de CO<sub>2</sub> évitées chaque année par les clients d'Énergie Brookfield, ce qui équivaut à 5 millions de véhicules de moins sur les routes.



#### 55 centrales

détenues et exploitées par Énergie Brookfield qui ont reçu une certification de la Low Impact Hydropower Institute (LIHI).



#### Leader des technologies propres

Énergie Brookfield est le plus important membre de l'indice des énergies renouvelables et des technologies propres de S&P/TSX.



## Rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a été préparé en date du 28 février 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 9 – 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 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS avec les mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et à la « PARTIE 6 – Principales informations annuelles et trimestrielles – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour la mise en garde à l'égard des énoncés prospectifs et des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « PARTIE 10 – Mise en garde ». Notre rapport annuel et l'information supplémentaire déposés auprès de la Securities Exchange Commission (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web ([www.sec.gov/edgar.shtml](http://www.sec.gov/edgar.shtml)), ainsi que sur le site Web de la SEC ([www.sec.gov/edgar.shtml](http://www.sec.gov/edgar.shtml)), et sur le site Web de SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)).

### Présentation du rapport de gestion

<b>PARTIE 1 – Faits saillants de 2018</b>	13	Tableaux consolidés des flux de trésorerie	43
		Actions et parts en circulation	46
<b>PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées</b>	16	Dividendes et distributions	46
		Obligations contractuelles	47
		Accords hors état de la situation financière	47
<b>PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires</b>	18	<b>PARTIE 6 – Principales informations annuelles et trimestrielles</b>	48
Résumé des états consolidés de la situation financière	18	Information sur l'exploitation et information financière historique	48
Transactions entre parties liées	19	Sommaire des résultats trimestriels historiques	49
Capitaux propres	21	Résultats au prorata pour le quatrième trimestre	50
		Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS – quatrième trimestre	51
<b>PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata</b>	22		
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017	22	<b>PARTIE 7 – Risques d'entreprise et gestion des risques</b>	54
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016	28	Gestion des risques et instruments financiers	54
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	34	Facteurs de risque	56
Profil des contrats	38	<b>PARTIE 8 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes</b>	66
<b>PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement</b>	40	<b>PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement</b>	73
Structure du capital	40		
Liquidités disponibles	40	<b>PARTIE 10 – Mise en garde</b>	78
Emprunts	41		

## PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2018

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2018	2017
<b>Information sur l'exploitation</b>		
Puissance (MW)	17 419	16 369
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	51 971	42 334
Production réelle	52 056	43 385
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme	25 844	23 251
Production réelle	25 753	23 968
Produits moyens (\$ par MWh)	75	70
<b>Informations financières choisies<sup>1</sup></b>		
<b>Résultat net attribuable aux porteurs de parts</b>	<b>42 \$</b>	<b>(56) \$</b>
<b>Résultat de base par part de société en commandite</b>	<b>0,13</b>	<b>(0,18)</b>
BAlIA ajusté consolidé <sup>2</sup>	2 223	1 751
BAlIA ajusté au prorata <sup>2</sup>	1 323	1 142
Fonds provenant des activités <sup>2</sup>	676	581
Fonds provenant des activités par part <sup>1, 2</sup>	2,16	1,90
Distribution par part de société en commandite	1,96	1,87

<sup>1)</sup> Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, 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 312,6 millions (305,8 millions en 2017).

<sup>2)</sup> 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 10 – Mise en garde ».

AUX 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2018	2017
<b>Situation de trésorerie et sources de financement</b>		
Liquidités disponibles	1 875 \$	1 539 \$
Ratio d'endettement – entreprise	20 %	24 %
Ratio d'endettement – consolidée	34 %	39 %
Emprunts sans recours d'Énergie Brookfield au prorata	75 %	70 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata <sup>1</sup>	14 %	13 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	7 ans	6 ans
Taux d'intérêt moyen	4,4 %	4,5 %
Emprunts des filiales au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10 ans	10 ans
Taux d'intérêt moyen	5,4 %	5,8 %

<sup>1)</sup> Comprennent des couvertures de taux d'intérêt mises en place après la fin de 2018.

## Exploitation

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part ont augmenté pour s'établir respectivement à 676 millions \$ et 2,16 \$, une augmentation de respectivement 16 % et 14 % en regard de ceux de l'exercice précédent, soutenue par l'apport des participations acquises récemment dans TerraForm Power et TerraForm Global, en plus de celui des centrales mises en service dernièrement, ainsi que par l'avancement des initiatives de croissance interne :

- Nous avons dégagé des produits à des prix réalisés moyens supérieurs à ceux de l'exercice précédent grâce à nos initiatives commerciales et de renégociation de contrats réalisées surtout en Colombie, au Brésil et dans le nord-est des États-Unis.
- Nous avons mis en œuvre au cours de l'exercice des initiatives de réduction des coûts à l'échelle de l'entreprise qui ont représenté des économies de 21 millions \$, lesquelles devraient continuer à avoir une incidence positive sur les fonds provenant des activités sur une base récurrente.

Les avantages tirés de nos initiatives de croissance interne ont été en partie annulés par une production comparable légèrement inférieure, étant donné que celle de l'exercice précédent avait compté sur une production supérieure à la moyenne (3 % supérieure à la moyenne à long terme) contre une production pour l'exercice considéré comparable à la moyenne à long terme.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts et le résultat de base par part de société en commandite ont augmenté de respectivement 98 millions \$ et 0,31 \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison essentiellement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

En 2018, nous avons continué de nous concentrer sur les contrats à prix supérieurs tout en réalisant ce qui suit :

- En Colombie, nous avons conclu 54 nouveaux contrats d'énergie à long terme d'une durée de cinq à douze ans, ce qui représente une production annuelle de 950 GWh à un prix moyen de 186 COP/kWh (environ 64 \$/MWh).
- Au Brésil, nous avons conclu 35 nouveaux contrats visant à livrer 1 506 GWh de 2018 à 2029 à un prix moyen de 248 \$R/MWh (environ 71 \$/MWh).

## Situation de trésorerie et sources de financement

La situation de trésorerie demeure solide, les liquidités disponibles s'élevant à environ 1,9 milliard \$ au 31 décembre 2018.

Nous avons conclu des financements sans recours d'un montant de 3,7 milliards \$ au cours de l'exercice, ce qui nous a permis de maintenir un coût d'emprunt moyen à l'échelle des projets de 5,4 % et une durée moyenne pondérée de dix ans.

Nous avons émis des parts privilégiées d'un montant en capital de 250 millions \$ CA (201 millions \$) au premier trimestre, assorties d'un taux nominal de 5 % et avons effectué le placement d'une obligation verte à dix ans d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (231 millions \$) au troisième trimestre, laquelle porte intérêt à un taux fixe de 4,25 %.

Nous avons réalisé la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques d'une puissance de 413 MW au Canada et d'un petit projet de développement éolien au Royaume-Uni pour un produit global d'environ 320 millions \$, en tirant avantage des excellentes évaluations des actifs d'énergie renouvelable du secteur privé. En février 2019, nous avons conclu une entente visant la vente à un consortium d'acheteurs d'une seconde participation indirecte de 25 % ne donnant pas le contrôle dans ce portefeuille au Canada pour le même prix que celui de la vente de la première participation ne donnant pas le contrôle de 25 %, sous réserve d'un ajustement pour la recapitalisation des dividendes d'environ 45 millions \$ réalisée au quatrième trimestre de 2018, dont la clôture est assujettie à la satisfaction des conditions habituelles. Après la clôture, Énergie Brookfield conservera une participation financière de 50 % dans ce portefeuille et continuera à gérer et à exploiter les actifs du portefeuille. Se reporter à la « PARTIE 8 – Événements postérieurs à la date de clôture ».

Nous avons conclu des ententes visant la vente de centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud, en Thaïlande et en Malaisie d'une puissance de 237 MW pour un produit global d'environ 300 millions \$ (quote-part d'Énergie Brookfield d'environ 90 millions \$). La clôture de toutes ces transactions devrait survenir au cours du premier semestre de 2019, sous réserve du respect des conditions normales de clôture.

Notre risque lié aux taux d'intérêt est minime, car seulement 14 % de notre dette est assortie d'un taux variable, dont moins de 7 % est en Amérique du Nord et en Europe. Notre exposition résiduelle a trait aux pays où une couverture efficace est trop onéreuse.

### **Croissance et développement**

Nous avons mobilisé 420 millions \$ au deuxième trimestre pour faire passer de 16 % à 30 % notre participation dans TerraForm Power. TerraForm Power a affecté le produit de 650 millions \$ dégagé par son émission d'actions ainsi que d'autres sources de capital à l'acquisition de Saeta Yield S.A. (« Saeta »), portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 1 028 MW, dont les actifs sont situés principalement en Espagne.

Nous avons racheté environ 2 millions de parts de société en commandite à un prix moyen de 27 \$ la part.

Nous avons mis en service des projets en développement d'une puissance de 56 MW (un projet hydroélectrique au Brésil de 28 MW et un projet éolien en Irlande de 28 MW), dont l'apport annualisé aux fonds provenant des activités d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 6 millions \$.

Nous avons acquis une centrale éolienne en Irlande du Nord d'une puissance de 23 MW dont l'apport annualisé aux fonds provenant des activités d'Énergie Brookfield devrait atteindre en moyenne 1 million \$ sur la durée d'utilité de l'actif pour une contrepartie totale de 9 millions \$ (déduction faite du financement par emprunt), la quote-part d'Énergie Brookfield s'élevant à 4 millions \$.

Nous avons poursuivi la construction de projets de développement hydroélectriques, d'accumulation par pompage et d'énergie solaire produite à partir de panneaux solaires installés sur toiture d'une puissance de 151 MW. La mise en service de ces projets devrait survenir entre 2019 et 2021. Nous prévoyons qu'ils généreront des fonds provenant des activités annualisés de 15 millions \$.

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

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	2016
Produits	2 982 \$	2 625 \$	2 452 \$
Coûts d'exploitation directs	(1 036)	(978)	(1 038)
Coûts de service de gestion	(80)	(82)	(62)
Charge d'intérêts – emprunts	(705)	(632)	(606)
Charge d'amortissement	(819)	(782)	(781)
Charge d'impôt exigible	(30)	(39)	(44)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	89	(49)	97
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	42 \$	(56) \$	(65) \$

Taux de change moyen de conversion en \$ US

\$ CA	1,30	1,30	1,33
€	0,85	0,89	0,90
R\$	3,65	3,19	3,49
COP	2 956	2 951	3 045

### Analyse des variations pour l'exercice considéré (2018 par rapport à 2017)

Les produits se sont élevés à 2 982 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ce qui représente une augmentation de 357 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. La croissance de notre portefeuille, grâce à nos récents investissements et projets de développement, s'est traduite par un apport de 2 792 GWh à la production et de 272 millions \$ aux produits, qui a été en partie annulé par l'incidence de la vente en 2017 de l'une de nos centrales éoliennes en Irlande dont l'apport représentait des produits de 8 millions \$ et une production de 75 GWh pour l'exercice précédent. L'apport provenant du portefeuille sur une base comparable a ajouté 93 millions \$ aux produits. La hausse des prix réalisés moyens, qui a ajouté 221 millions \$ aux produits, a été soutenue surtout par la hausse des prix du marché provenant de nos installations commerciales, l'incidence des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats existants et l'augmentation des produits tirés de la capacité aux États-Unis. La diminution de la production a entraîné une baisse des produits de 90 millions \$ en raison du retour à la normale des conditions hydrologiques dans l'État de New York et au Canada où la production avait été 15 % supérieure à la moyenne à long terme en 2017 et de l'incidence de notre décision d'accumuler l'eau dans nos réservoirs en Colombie en prévision des prix plus élevés pendant la prochaine saison sèche. La diminution nette des produits de 38 millions \$ imputable à l'effet de change a été principalement occasionnée par la dépréciation du réal.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 036 millions \$ représentent une hausse de 58 millions \$ soutenue par la croissance de notre portefeuille, qui a ajouté 56 millions \$ aux coûts d'exploitation directs. Compte non tenu des recouvrements de coûts non récurrents de 10 millions \$ au cours de l'exercice précédent, les coûts d'exploitation ont augmenté de 5 millions \$ sur une base comparable, l'incidence de l'inflation ayant été presque totalement contrebalancée par les avantages tirés de la mise en œuvre de nos initiatives de réduction des coûts à l'échelle de l'entreprise. L'effet de change mentionné ci-dessus a entraîné une diminution des coûts d'exploitation de 13 millions \$.

La charge d'intérêts s'est établie à 705 millions \$, soit une augmentation de 73 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent découlant de la croissance de notre portefeuille qui à elle seule représentait une charge d'intérêts additionnelle de 96 millions \$.

La charge d'amortissement s'est élevée à 819 millions \$, soit une augmentation de 37 millions \$ en regard de celle de l'exercice précédent découlant de la croissance, qui a été en partie annulée par l'effet de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Les coûts de service de gestion totalisant 80 millions \$ représentent une diminution de 2 millions \$ attribuable au recul de la valeur des capitaux propres des commanditaires sur le marché par rapport à celle de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 42 millions \$, contre une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 56 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

### **Analyse des variations pour l'exercice considéré (2017 par rapport à 2016)**

Les produits s'étaient élevés à 2 625 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, ce qui représentait une augmentation de 173 millions \$ par rapport à 2016, soutenue principalement par un retour de la production à un niveau comparable à la moyenne à long terme et l'apport de nos initiatives de croissance. Les produits avaient augmenté de 121 millions \$ alors que la production consolidée avait progressé de 27 %, soit 9,3 TWh, en raison surtout des fortes conditions hydrologiques en Amérique du Nord et en Colombie. Nos initiatives de croissance en 2017 avaient représenté une production de 3,8 TWh, qui avait généré des produits d'un montant de 100 millions \$. Ces augmentations avaient été en partie contrebalancées par une diminution des produits réalisés moyens par MWh (qui étaient passés de 72 \$ par MWh à 61 \$ par MWh), ce qui avait fait baisser les produits de 57 millions \$, alors que des prix plus bas en Colombie en raison d'apports d'eau supérieurs à la moyenne avaient été contrebalancés en partie par des prix élevés au Brésil en raison de l'incidence des faibles conditions hydrologiques. La dépréciation du dollar américain en 2017 par rapport à la plupart des monnaies étrangères dans lesquelles nous faisons affaire avait apporté un montant de 57 millions \$ aux produits, ce qui avait également eu une incidence sur les coûts d'exploitation et d'emprunt. L'augmentation des produits mentionnée dans le tableau précédent avait été en partie neutralisée par l'incidence de la vente d'une de nos centrales éoliennes en Irlande au cours du premier trimestre de 2017 (apport de 28 millions \$ aux produits pour 2016). En 2016, les produits comprenaient également un règlement de 20 millions \$ visant nos actifs hydroélectriques et de cogénération en Ontario à l'égard des indexations des prix pour l'électricité vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité.

Les coûts d'exploitation directs en 2017 s'étaient fixés à 978 millions \$, soit une diminution de 60 millions \$. La diminution était essentiellement imputable à la réduction des achats d'électricité en Colombie et au recouvrement des trop-perçus d'impôts fonciers par l'une de nos centrales hydroélectriques au Canada. Cette diminution avait été contrebalancée en partie par la croissance de notre portefeuille.

Les coûts de service de gestion en 2017 totalisant 82 millions \$ représentaient une augmentation de 20 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, qui était principalement attribuable à la croissance de la valeur de capitalisation entraînée par la hausse de 16 % du prix des parts d'Énergie Brookfield.

La charge d'intérêts en 2017 s'élevant à 632 millions \$ représentait une augmentation de 26 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent. L'augmentation était principalement attribuable à la croissance du portefeuille qui avait entraîné un ajout de 22 millions \$ à la charge d'intérêts.

La charge d'impôt différé en 2017 de 49 millions \$ représentait une amélioration de 146 millions \$ par rapport à celle de 2016, en raison principalement de la réforme fiscale américaine.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, nous avons enregistré une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 56 millions \$, contre une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 65 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

## PARTIE 3 – INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES SUPPLÉMENTAIRES

### RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

(EN MILLIONS)	2018	2017
Actifs détenus en vue de la vente	920 \$	- \$
Actifs courants	1 961	1 666
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 569	721
Immobilisations corporelles à la juste valeur	29 025	27 096
Total de l'actif	34 103	30 904
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	533	-
Emprunts de la société mère	2 334	2 552
Emprunts sans recours	8 384	9 214
Passifs d'impôt différé	4 140	3 588
Total du passif et des capitaux propres	34 103	30 904

#### Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 29 milliards \$ au 31 décembre 2018, contre 27,1 milliards \$ au 31 décembre 2017. L'augmentation de 1,9 milliard \$ est principalement attribuable à la réévaluation annuelle des immobilisations corporelles, laquelle tient compte tant de l'avantage tiré de la réforme fiscale aux États-Unis, entrée en vigueur à la suite de la promulgation de la loi à la fin de 2017, que de la mise en œuvre réussie de certaines initiatives de réduction des coûts et d'augmentation des produits, en partie contrebalancés par l'effet de change découlant surtout de la dévaluation du réal, du peso colombien et du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de l'exercice. Les dépenses inscrites à l'actif de 301 millions \$ au cours de l'exercice sont liées surtout aux activités de construction et de développement qui ont permis de faire progresser les projets de construction en cours et ont contribué à la mise en service d'une centrale hydroélectrique au Brésil de 28 MW et d'une centrale éolienne en Irlande de 28 MW. Dans le cadre des conventions visant la vente des centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud, en Thaïlande et en Malaisie d'une puissance de 237 MW, nous avons reclassé des immobilisations corporelles totalisant 749 millions \$ dans les actifs détenus en vue de la vente aux états consolidés de la situation financière annuels audités.

Pour des renseignements sur les hypothèses utilisées pour la réévaluation et sur l'analyse de sensibilité, se reporter à la note 12, « Immobilisations corporelles », dans les états financiers consolidés annuels audités.

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

Les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence s'élevaient à 1 569 millions \$ au 31 décembre 2018, contre 721 millions \$ au 31 décembre 2017. Au cours du deuxième trimestre de 2018, TerraForm Power a réalisé l'acquisition et la privatisation de Saeta, portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne en Europe de 1 028 MW. TerraForm Power a financé son acquisition de Saeta au moyen des liquidités disponibles et d'initiatives de financement au niveau des actifs, ainsi que par l'émission de titres de capitaux propres supplémentaires, dont 420 millions \$ souscrits par Énergie Brookfield. Les titres de capitaux propres supplémentaires acquis dans le cadre du placement privé ont fait passer la participation collective d'Énergie Brookfield et de ses partenaires institutionnels dans TerraForm Power de 51 % à 65 %, la participation d'Énergie Brookfield passant de 16 % à 30 %. Énergie Brookfield a procédé à la réévaluation des immobilisations corporelles associées à ses participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, ce qui a donné lieu à une augmentation de 426 millions \$ de la valeur comptable de ces participations.

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, nous avons conclu une entente, de concert avec des investisseurs institutionnels, visant la vente dans le cadre de transactions distinctes de nos participations donnant le contrôle dans les centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud, en Thaïlande et en Malaisie d'une puissance de 237 MW pour un produit global d'environ 300 millions \$. La quote-part d'Énergie Brookfield tirée de la vente de ces trois portefeuilles est d'environ 90 millions \$. La clôture de chaque transaction devrait survenir au cours du premier semestre de 2019, sous réserve du respect des conditions de clôture habituelles.

Nous avons reclassé les actifs concernés, y compris le montant susmentionné de 749 millions \$ relatif aux immobilisations corporelles, dans les actifs détenus en vue de la vente aux états consolidés de la situation financière annuels audités. Nous avons également reclassé les passifs qui y sont directement rattachés, y compris les emprunts sans recours de 360 millions \$, dans les passifs directement rattachés aux actifs détenus en vue de la vente dans l'état de la situation financière.

Pour plus de détails, se reporter à la note 4, « Actifs détenus en vue de la vente », de nos états financiers consolidés annuels audités.

## **TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES**

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield se font dans le cours normal des activités et sont comptabilisées à la valeur d'échange. Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield se font principalement avec Brookfield.

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 bénéficie également d'une convention de nivellement de la production éolienne, conclue avec Brookfield, qui 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 à la note 27, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités, y compris les modifications apportées aux conventions existantes en 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.

Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a prolongé l'échéance, jusqu'en décembre 2019, de la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée d'un montant en capital de 400 millions \$. Au 31 décembre 2018, Énergie Brookfield avait remboursé tous les montants empruntés aux termes de la facilité de crédit non renouvelable et non garantie d'un montant en capital de 400 millions \$, majorés de l'intérêt couru. Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a également placé en dépôt un montant de 200 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield, lequel a depuis été remboursé en totalité, y compris l'intérêt couru. La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués aux termes de la facilité de crédit pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a totalisé 8 millions \$ (1 million \$ en 2017). Après le 31 décembre 2018, Brookfield Asset Management a placé en dépôt des fonds auprès d'Énergie Brookfield d'un montant de 251 millions \$.

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
<b>Produits</b>			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	535 \$	601 \$	527 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	7	6	8
	542 \$	607 \$	535 \$
<b>Coûts d'exploitation directs</b>			
Achats d'énergie	(20) \$	(13) \$	(3) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(24)	(24)	(23)
Services d'assurance	(25)	(19)	(20)
	(69) \$	(56) \$	(46) \$
Produit (charge) d'intérêts – emprunts	(8) \$	- \$	6 \$
Coûts de service de gestion	(80) \$	(82) \$	(62) \$

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

(EN MILLIONS)	Partie liée	2018	2017
<b>Actifs courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield	45 \$	- \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	55	54
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	10	6
		110 \$	60 \$
<b>Actifs non courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield	402 \$	- \$
<b>Passifs courants</b>			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	54 \$	48 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	12	32
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield	35	32
		101 \$	112 \$
<b>Passifs non courants</b>			
Passif sur contrat	Brookfield	479 \$	9 \$

## **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 40 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 (30 millions \$ en 2017).

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

En janvier 2018, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 13 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 13 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (201 millions \$). Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2023. Par la suite, le taux de distribution sera fixé 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 3,00 %, et ii) 5,00 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 auront le droit, à leur gré, d'échanger leurs parts de société en commandite privilégiées de série 13 contre des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 14 (les « parts privilégiées de série 14 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2023 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 14 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 3,00 %.

Les parts privilégiées ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2018, aucune des parts privilégiées 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2018, Énergie Brookfield a émis 289 641 parts de société en commandite (302 037 en 2017) dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 8 millions \$ (10 millions \$ en 2017).

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 de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a pris fin le 28 décembre 2018, Énergie Brookfield a racheté 1 856 798 parts de société en commandite négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York, pour un coût total de 51 millions \$ (néant en 2017). Énergie Brookfield a racheté 20 000 parts de société en commandite additionnelles le 28 décembre 2018, mais ne les a annulées que le 31 janvier 2019.

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

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

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord	13 308	13 942	12 980	13 059	893 \$	945 \$	619 \$	665 \$	443 \$	486 \$	189 \$	170 \$
Brésil	3 633	3 426	3 927	3 874	244	243	173	178	142	148	3	(3)
Colombie	3 364	3 683	3 482	3 488	216	191	126	99	86	52	87	19
	20 305	21 051	20 389	20 421	1 353	1 379	918	942	671	686	279	186
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord	2 713	1 765	3 108	2 019	219	161	157	119	93	74	(18)	9
Europe	677	490	764	513	73	46	57	26	38	15	5	(15)
Brésil	626	278	706	245	42	26	33	22	24	16	1	11
Asie	160	-	153	-	12	-	8	-	5	-	4	-
	4 176	2 533	4 731	2 777	346	233	255	167	160	105	(8)	5
<b>Énergie solaire</b>	753	56	724	53	146	8	117	6	72	2	33	(5)
<b>Accumulation et divers</b>	519	328	-	-	85	59	49	33	32	19	(2)	(6)
<b>Siège social</b>	-	-	-	-	-	-	(16)	(6)	(259)	(231)	(260)	(236)
<b>Total</b>	25 753	23 968	25 844	23 251	1 930\$	1 679 \$	1 323 \$	1 142 \$	676 \$	581 \$	42 \$	(56) \$

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	20 389	20 421
Production (GWh) – réelle	20 305	21 051
Produits	1 353 \$	1 379 \$
Autres produits	21	15
Coûts d'exploitation directs	(456)	(452)
BAIIA ajusté	918	942
Charge d'intérêts	(232)	(240)
Charge d'impôt exigible	(15)	(16)
Fonds provenant des activités	671 \$	686 \$
Charge d'amortissement	(385)	(388)
Impôt différé et autres	(7)	(112)
Résultat net	279 \$	186 \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis	8 245	8 030	69 \$	71 \$	360 \$	360 \$	252 \$	248 \$	66 \$	6 \$
Canada	5 063	5 912	64	64	259	305	191	238	123	164
	13 308	13 942	67	68	619	665	443	486	189	170
Brésil	3 633	3 426	67	71	173	178	142	148	3	(3)
Colombie	3 364	3 683	64	52	126	99	86	52	87	19
<b>Total</b>	<b>20 305</b>	<b>21 051</b>	<b>67 \$</b>	<b>66 \$</b>	<b>918 \$</b>	<b>942 \$</b>	<b>671 \$</b>	<b>686 \$</b>	<b>279 \$</b>	<b>186 \$</b>

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 443 millions \$, comparativement à 486 millions \$ pour l'exercice précédent. Bien que la production ait été 3 % supérieure à la moyenne à long terme, elle a été 5 % inférieure à celle de l'exercice précédent, alors que nous avons profité d'une production supérieure à la moyenne (7 % supérieure à la moyenne à long terme). Les produits moyens par MWh ont été comparables à ceux de l'exercice précédent, les avantages tirés des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats ayant été atténués en partie par l'incidence de la combinaison d'énergie produite (la production était plus élevée aux termes de contrats assortis de prix plus bas). Nous avons également tiré parti des initiatives de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 19 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contre balancée par les économies d'impôt différé alors que l'exercice précédent a été touché par une charge d'impôt différé ponctuelle découlant de l'incidence de la réforme fiscale américaine à la fin de 2017.

## Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 142 millions \$, comparativement à 148 millions \$ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 5 % en regard de ceux de l'exercice précédent, grâce à la production comparable plus élevée, aux produits moyens par MWh plus élevés en raison des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux bénéfices tirés des démarches de renouvellement de contrats et à la contribution des projets de développement. Ces avantages ont été plus que neutralisés par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 6 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 entraînée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

## Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 86 millions \$, comparativement à 52 millions \$ pour l'exercice précédent. Nos initiatives de réduction des coûts et une hausse de 23 % des produits par MWh, découlant des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et des démarches de renouvellement de contrats, ont été atténuées en partie par une production qui était de 3 % inférieure à la moyenne à long terme alors que nous accumulons l'eau dans nos réservoirs en prévision des prix plus élevés pendant la prochaine saison sèche.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 68 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et d'un recouvrement d'impôt différé découlant de la législation fiscale adoptée à la fin de 2018.

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	4 731	2 777
Production (GWh) – réelle	4 176	2 533
Produits	346 \$	233 \$
Autres produits	13	-
Coûts d'exploitation directs	(104)	(66)
BAIIA ajusté	255	167
Charge d'intérêts	(93)	(61)
Charge d'impôt exigible	(2)	(1)
Fonds provenant des activités	160 \$	105 \$
Charge d'amortissement	(180)	(122)
Impôt différé et autres	12	22
Résultat net	(8) \$	5 \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis	1 613	658	76 \$	91 \$	76 \$	37 \$	36 \$	17 \$	(1) \$	11 \$
Canada	1 100	1 107	88	91	81	82	57	57	(17)	(2)
	2 713	1 765	81	91	157	119	93	74	(18)	9
Europe	677	490	110	94	57	26	38	15	5	(15)
Brésil	626	278	69	94	33	22	24	16	1	11
Asie	160	-	66	-	8	-	5	-	4	-
<b>Total</b>	<b>4 176</b>	<b>2 533</b>	<b>84 \$</b>	<b>92 \$</b>	<b>255 \$</b>	<b>167 \$</b>	<b>160 \$</b>	<b>105 \$</b>	<b>(8) \$</b>	<b>5 \$</b>

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 93 millions \$, comparativement à 74 millions \$ pour l'exercice précédent, grâce essentiellement à l'apport provenant de notre participation dans TerraForm Power. Sur une base comparable, le rendement de notre portefeuille a été conforme à celui de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 27 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que neutralisée par une hausse de la charge d'amortissement entraînée par la croissance du portefeuille.

### Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 38 millions \$, comparativement à 15 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison surtout de l'apport de l'acquisition de Saeta par TerraForm Power au cours de l'exercice et d'un profit de 8 millions \$ à la vente d'un projet de développement au Royaume-Uni. Sur une base comparable, la hausse des produits moyens par MWh attribuable à l'augmentation des prix du marché a été neutralisée par une diminution de la production découlant de la baisse de la disponibilité des ressources éoliennes.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 20 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

### Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 24 millions \$, comparativement à 16 millions \$ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'apport de notre participation dans TerraForm Global, soit des fonds provenant des activités de 12 millions \$ et une production de 375 GWh. Sur une base comparable, l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de nos initiatives de renouvellement de contrats a été annulée par une diminution de la production, celle de l'exercice précédent ayant profité d'un régime des vents supérieur à la moyenne (13 % supérieur à la moyenne à long terme) et de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 10 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que neutralisée par une hausse de la charge d'amortissement entraînée par la croissance du portefeuille et l'incidence du change.

## Asie

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités en Asie se sont fixés à respectivement 5 millions \$ et 4 millions \$. L'exploitation de ce secteur est conforme à nos attentes par suite de notre acquisition de la participation dans TerraForm Global.

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

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	724	53
Production (GWh) – réelle	753	56
Produits	146 \$	8 \$
Autres produits	5	-
Coûts d'exploitation directs	(34)	(2)
BAIIA ajusté	117	6
Charge d'intérêts	(45)	(3)
Charge d'impôt exigible	-	(1)
Fonds provenant des activités	72 \$	2 \$
Charge d'amortissement	(40)	(4)
Impôt différé et autres	1	(3)
Résultat net	33 \$	(5) \$

Les fonds provenant des activités et le résultat net tirés de nos activités de production d'énergie solaire se sont fixés à respectivement 72 millions \$ et 33 millions \$, comparativement à respectivement 2 millions \$ et une perte de 5 millions \$ pour l'exercice précédent. L'exploitation de ce secteur est conforme à nos attentes par suite de l'acquisition de nos participations dans TerraForm Power et TerraForm Global. La production a été plutôt 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 exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – réelle	519	328
Produits	85 \$	59 \$
Autres produits	-	6
Coûts d'exploitation directs	(36)	(32)
BAIIA ajusté	49	33
Charge d'intérêts	(17)	(14)
Fonds provenant des activités	32 \$	19 \$
Charge d'amortissement	(23)	(25)
Impôt différé et autres	(11)	-
Résultat net	(2) \$	(6) \$

Les fonds provenant des activités de nos centrales d'accumulation par pompage et des installations alimentées à la biomasse ont augmenté de 13 millions \$. Cela s'explique par l'amélioration du rendement de notre centrale en Nouvelle-Angleterre, laquelle a été soutenue par une hausse des prix en fonction de la puissance et de la production, et par l'apport pendant un exercice complet de notre centrale d'accumulation par pompage au Royaume-Uni.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a diminué de 4 millions \$, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été neutralisée en partie par la cession de notre centrale de cogénération en Ontario au cours de l'exercice.

## SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Produits	- \$	- \$
Autres produits	7	19
Coûts d'exploitation directs	(23)	(25)
BAlIA ajusté	(16)	(6)
Coûts de service de gestion	(80)	(82)
Charge d'intérêts	(99)	(89)
Distributions <sup>1)</sup>	(64)	(54)
Fonds provenant des activités	(259) \$	(231) \$
Impôt différé et autres	(1)	(5)
Perte nette	(260) \$	(236) \$

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

Les coûts de service de gestion totalisant 80 millions \$ représentent une diminution de 2 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, qui est attribuable à la capitalisation boursière inférieure des capitaux propres de nos commanditaires par rapport à ceux de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts a augmenté de 10 millions \$ contre celle de l'exercice précédent en raison de la hausse des emprunts contractés pour financer la croissance de nos activités.

Les distributions ont augmenté de 10 millions \$ par rapport à celles de l'exercice précédent en raison de l'émission de parts privilégiées d'un montant en capital de 250 millions \$ CA (201 millions \$) réalisée au premier trimestre de 2018.

## RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2017 ET 2016

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord	13 942	11 960	13 059	12 977	945 \$	819 \$	665 \$	548 \$	486 \$	367 \$	170 \$	128 \$
Brésil	3 426	3 078	3 874	3 761	243	187	178	130	148	97	(3)	(26)
Colombie	3 683	2 419	3 488	2 994	191	192	99	88	52	46	19	25
	21 051	17 457	20 421	19 732	1 379	1 198	942	766	686	510	186	127
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord	1 765	1 421	2 019	1 780	161	151	119	115	74	74	9	47
Europe	490	571	513	605	46	56	26	32	15	18	(15)	(8)
Brésil	278	266	245	245	26	17	22	13	16	6	11	1
	2 533	2 258	2 777	2 630	233	224	167	160	105	98	5	40
<b>Énergie solaire</b>	56	-	53	-	8	-	6	-	2	-	(5)	-
<b>Accumulation et divers</b>	328	507	-	-	59	58	33	31	19	19	(6)	1
<b>Siège social</b>	-	-	-	-	-	1	(6)	(15)	(231)	(208)	(236)	(233)
<b>Total</b>	23 968	20 222	23 251	22 362	1 679 \$	1 481 \$	1 142 \$	942 \$	581 \$	419 \$	(56) \$	(65) \$

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Production (GWh) – MLT	20 421	19 732
Production (GWh) – réelle	21 051	17 457
Produits	1 379 \$	1 198 \$
Autres produits	15	40
Coûts d'exploitation directs	(452)	(472)
BAIIA ajusté	942	766
Charge d'intérêts	(240)	(237)
Charge d'impôt exigible	(16)	(19)
Fonds provenant des activités	686 \$	510 \$
Charge d'amortissement	(388)	(400)
Impôt différé et autres	(112)	17
Résultat net	186 \$	127 \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis	8 030	6 745	71 \$	74 \$	360 \$	284 \$	248 \$	165 \$	6 \$	32 \$
Canada	5 912	5 215	64	61	305	264	238	202	164	96
	13 942	11 960	68	68	665	548	486	367	170	128
Brésil	3 426	3 078	71	61	178	130	148	97	(3)	(26)
Colombie	3 683	2 419	52	79	99	88	52	46	19	25
<b>Total</b>	<b>21 051</b>	<b>17 457</b>	<b>66 \$</b>	<b>69 \$</b>	<b>942 \$</b>	<b>766 \$</b>	<b>686 \$</b>	<b>510 \$</b>	<b>186 \$</b>	<b>127 \$</b>

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités de l'exercice précédent ont augmenté de 119 millions \$ par rapport à ceux de 2016 du fait principalement d'une hausse de 2,0 TWh (17 %) de la production attribuable aux fortes conditions hydrologiques, tout particulièrement au Canada et dans l'État de New York où les apports d'eau ont été soutenus tout au long de l'exercice. Les produits moyens par MWh ont été comparables à ceux de l'exercice précédent, les avantages tirés des prix vigoureux sur le marché ayant été neutralisés par la dernière baisse des prix touchant notre centrale en Louisiane.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 42 millions \$ par rapport à celui de 2016, l'augmentation des fonds provenant des activités ayant été contrebalancée en partie par une hausse de la charge d'impôt différé attribuable à l'incidence de la réforme fiscale américaine adoptée à la fin de 2017.

## Brésil

Les fonds provenant des activités de l'exercice précédent ont augmenté de 51 millions \$ par rapport à ceux de 2016, surtout en raison d'une augmentation des produits découlant d'une hausse globale de la production. Alors que les conditions hydrologiques au Brésil étaient inférieures à la moyenne à long terme, nos activités ont été favorisées par une hausse de 11 % de la production attribuable à l'apport d'un projet de développement d'une puissance de 25 MW mis en service au premier trimestre, et par un arrêt de 377 GWh survenu à l'une de nos centrales au cours de l'exercice précédent. Les produits moyens par MWh ont augmenté de 16 % en raison des prix vigoureux sur le marché.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 23 millions \$ par rapport à celui de 2016 du fait de l'augmentation susmentionnée des fonds provenant des activités, en partie contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement liée à la croissance de notre base d'actifs.

## Colombie

Les fonds provenant des activités ont augmenté de 6 millions \$ en regard de ceux de 2016, car l'exercice précédent avait bénéficié d'un exercice complet de participation en Colombie.

Les fonds provenant des activités sur une base comparable ont été conformes à ceux de 2016, l'augmentation de 6 % de la production par rapport à la moyenne à long terme ayant été neutralisée par une baisse des prix sur le marché.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 6 millions \$ par rapport à celui de 2016, l'impôt différé ayant été touché par une réduction du taux d'imposition en 2016.

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Production (GWh) – MLT	2 777	2 630
Production (GWh) – réelle	2 533	2 258
Produits	233 \$	224 \$
Coûts d'exploitation directs	(66)	(64)
BAIIA ajusté	167	160
Charge d'intérêts	(61)	(62)
Charge d'impôt exigible	(1)	-
Fonds provenant des activités	105 \$	98 \$
Charge d'amortissement	(122)	(122)
Impôt différé et autres	22	64
Résultat net	5 \$	40 \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis	658	452	91 \$	119 \$	37 \$	35 \$	17 \$	21 \$	11 \$	(7) \$
Canada	1 107	969	91	100	82	80	57	53	(2)	54
	1 765	1 421	91	106	119	115	74	74	9	47
Europe	490	571	94	98	26	32	15	18	(15)	(8)
Brésil	278	266	94	64	22	13	16	6	11	1
<b>Total</b>	<b>2 533</b>	<b>2 258</b>	<b>92 \$</b>	<b>99 \$</b>	<b>167 \$</b>	<b>160 \$</b>	<b>105 \$</b>	<b>98 \$</b>	<b>5 \$</b>	<b>40 \$</b>

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités ont été comparables à ceux de 2016, la hausse de 24 % de la production attribuable aux ressources éoliennes favorables au Canada et l'apport provenant de la participation dans TerraForm Power ayant été contrebalancés par une diminution de 14 % des produits moyens par MWh. Les produits moyens par MWh ont diminué, car un règlement de 6 millions \$ a été effectué pour la perte de produits découlant des conséquences entraînées par le sillage à l'une de nos installations aux États-Unis.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 41 millions \$ par rapport à celui de 2016, en raison essentiellement de la charge d'amortissement liée à la participation dans TerraForm Power.

### Europe

Compte tenu d'un ajustement lié à la vente du portefeuille éolien d'une puissance de 137 MW au premier trimestre de l'exercice précédent, les fonds provenant des activités se sont chiffrés à 15 millions \$, soit une augmentation de 4 millions \$ par rapport à ceux de 2016 en raison de l'acquisition et du développement d'une puissance additionnelle de 50 MW au cours de l'exercice. La production des actifs existants a été légèrement inférieure à celle de 2016 du fait de la baisse des ressources éoliennes.

La vente de l'actif susmentionné a entraîné une baisse de la production et des fonds provenant des activités de respectivement 106 GWh et 7 millions \$.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est chiffrée à 20 millions \$, en baisse de 7 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent du fait des pertes de couverture latentes découlant de notre programme de couverture du change en cours.

### Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 16 millions \$, comparativement à 6 millions \$ pour 2016. Cette augmentation s'explique par une hausse de 5 % de la production en raison de ressources éoliennes supérieures à la moyenne et par une augmentation de 47 % des produits moyens par MWh du fait des prix vigoureux sur le marché.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 10 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent en raison de l'augmentation déjà mentionnée des fonds provenant des activités.

## ÉNERGIE SOLAIRE, ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur énergie solaire, accumulation et divers pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Production (GWh) – MLT	53	-
Production (GWh) – réelle	384	507
Produits	67 \$	58 \$
Autres produits	6	(1)
Coûts d'exploitation directs	(34)	(26)
BAIIA ajusté	39	31
Charge d'intérêts	(17)	(12)
Charge d'impôt exigible	(1)	-
Fonds provenant des activités	21 \$	19 \$
Charge d'amortissement	(29)	(18)
Impôt différé et autres	(3)	-
Résultat net	(11) \$	1 \$

Les fonds provenant des activités de nos centrales d'accumulation par pompage ont augmenté de 14 millions \$ en regard de ceux de 2016 grâce à l'apport de l'ajout de nos centrales d'accumulation par pompage au Royaume-Uni et à l'amélioration du rendement de notre centrale en Nouvelle-Angleterre.

L'exploitation de nos activités d'énergie solaire était conforme à nos attentes après que l'acquisition de TerraForm Power a été réalisée au cours du quatrième trimestre de 2017.

En 2016, notre actif de cogénération en Ontario a été favorisé par un règlement à l'égard de l'indexation des prix de l'électricité vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité, lequel s'est traduit par un apport de 18 millions \$ aux fonds provenant des activités.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 10 millions \$ par rapport à celui de 2016, l'augmentation des fonds provenant des activités ayant été neutralisée par une charge d'amortissement additionnelle en raison de la croissance de nos portefeuilles et la charge d'impôt différé attribuable à la réforme fiscale américaine.

## SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Produits	- \$	1 \$
Autres produits	19	8
Coûts d'exploitation directs	(25)	(24)
BAIIA ajusté	(6)	(15)
Coûts de service de gestion	(82)	(62)
Charge d'intérêts	(89)	(91)
Distributions <sup>1</sup>	(54)	(40)
Fonds provenant des activités	(231) \$	(208) \$
Impôt différé et autres	(5)	(25)
Perte nette	(236) \$	(233) \$

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

L'augmentation des coûts de service de gestion est principalement attribuable à la hausse du prix des parts de société en commandite par rapport à celui de 2016.

Les distributions ont augmenté de 14 millions \$ par rapport à celles de 2016 en raison de l'émission de parts privilégiées d'un capital de 250 millions \$ CA (190 millions \$) réalisée au premier trimestre de l'exercice précédent.

## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
Produits	893	244	216	219	73	42	12	146	85	-	1 930	(286)	1 338	2 982
Autres produits	12	5	4	2	11	-	-	5	-	7	46	(7)	11	50
Coûts d'exploitation directs	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(34)	(36)	(23)	(653)	86	(469)	(1 036)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	207	20	227
BAIIA ajusté	619	173	126	157	57	33	8	117	49	(16)	1 323	-	900	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(80)	(80)	-	-	(80)
Charge d'intérêts – emprunts	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(45)	(17)	(99)	(486)	82	(301)	(705)
Impôt exigible	(4)	(9)	(2)	(1)	(2)	-	1	-	-	-	(17)	3	(16)	(30)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(38)	(38)	-	-	(38)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(26)	(26)	-	-	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(85)	(12)	(97)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(571)	(571)
Fonds provenant des activités	443	142	86	93	38	24	5	72	32	(259)	676	-	-	
Charge d'amortissement	(231)	(136)	(18)	(122)	(43)	(13)	(2)	(40)	(23)	(2)	(630)	96	(285)	(819)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(1)	(1)	7	2	9	(10)	3	(9)	(2)	-	(2)	(3)	(29)	(34)
Charge d'impôt différé	(1)	1	18	20	2	-	-	21	-	24	85	(50)	54	89
Divers	(21)	(3)	(6)	(11)	(1)	-	(2)	(11)	(9)	(23)	(87)	19	(14)	(82)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(62)	-	(62)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	274	274
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	189	3	87	(18)	5	1	4	33	(2)	(260)	42	-	-	42

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 68 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 297 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts									Total	Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil							
Produits	945	243	191	161	46	26	8	59	-	1 679	(74)	1 020	2 625
Autres produits	1	12	2	-	-	-	-	6	19	40	(11)	18	47
Coûts d'exploitation directs	(281)	(77)	(94)	(42)	(20)	(4)	(2)	(32)	(25)	(577)	28	(429)	(978)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	-	57
BAIIA ajusté	665	178	99	119	26	22	6	33	(6)	1 142	-	609	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	(82)	(82)	-	-	(82)
Charge d'intérêts – emprunts	(180)	(18)	(42)	(45)	(10)	(6)	(3)	(14)	(89)	(407)	21	(246)	(632)
Impôt exigible	1	(12)	(5)	-	(1)	-	(1)	-	-	(18)	1	(22)	(39)
Distributions attribuables aux éléments suivants :													
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	(28)	(28)	-	-	(28)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	(26)	(26)	-	-	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22)	-	(22)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(341)	(341)
Fonds provenant des activités	486	148	52	74	15	16	2	19	(231)	581	-	-	
Charge d'amortissement	(220)	(142)	(26)	(90)	(25)	(7)	(4)	(25)	-	(539)	22	(265)	(782)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(12)	(3)	(3)	1	(14)	-	(1)	-	(15)	(47)	2	(1)	(46)
Charge d'impôt différé	(67)	2	(10)	28	5	-	1	-	16	(25)	(3)	(21)	(49)
Divers	(17)	(8)	6	(4)	4	2	(3)	-	(6)	(26)	12	(1)	(15)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(33)	-	(33)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288	288
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	170	(3)	19	9	(15)	11	(5)	(6)	(236)	(56)	-	-	(56)

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 2 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 53 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts						Accumulation et divers	Siège social	Total	Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	819	192	187	151	56	17	58	1	1 481	(37)	1 008	2 452
Autres produits	24	3	13	-	-	-	(1)	8	47	-	17	64
Coûts d'exploitation directs	(295)	(107)	(70)	(36)	(24)	(4)	(26)	(24)	(586)	16	(468)	(1 038)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	21
BAIIA ajusté	548	88	130	115	32	13	31	(15)	942	-	557	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)	-	-	(62)
Charge d'intérêts – emprunts	(177)	(36)	(24)	(41)	(14)	(7)	(12)	(91)	(402)	12	(216)	(606)
Impôt exigible	(4)	(6)	(9)	-	-	-	-	-	(19)	-	(25)	(44)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	-	-	(15)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(25)	(25)	-	-	(25)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(316)	(316)
Fonds provenant des activités	367	46	97	74	18	6	19	(208)	419	-	-	
Charge d'amortissement	(244)	(31)	(125)	(80)	(38)	(4)	(18)	-	(540)	11	(252)	(781)
Perte latente sur les instruments financiers	1	1	-	-	-	-	2	-	4	-	-	4
Charge (recouvrement) d'impôt différé	31	6	7	49	6	-	-	(21)	78	-	19	97
Divers	(27)	3	(5)	4	6	(1)	(2)	(4)	(26)	(2)	(18)	(46)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	-	(9)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251	251
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	128	25	(26)	47	(8)	1	1	(233)	(65)	-	-	(65)

<sup>1)</sup> 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 65 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat par part de société en commandite, mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables, avec les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités par part et le BAIIA ajusté, toutes des mesures financières non conformes aux IFRS, pour les exercices indiqués :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	2016	2015	2014	Par part				
						2018	2017	2016	2015	2014
Résultat net attribuable aux éléments suivants :										
Capitaux propres des commanditaires	24 \$	(32) \$	(36) \$	2 \$	58 \$	0,13 \$	(0,18) \$	(0,23) \$	0,01 \$	0,42 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	(1)	(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	17	(23)	(29)	1	55	-	-	-	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	42 \$	(56) \$	(65) \$	3 \$	114 \$	0,13 \$	(0,18) \$	(0,23) \$	0,01 \$	0,42 \$
Charge d'amortissement	630	539	540	462	456	2,02	1,76	1,87	1,68	1,68
Change et perte latente (profit latent) sur les instruments financiers	2	47	(4)	8	(12)	0,01	0,15	(0,01)	0,03	(0,04)
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(85)	25	(78)	(78)	(29)	(0,27)	0,08	(0,27)	(0,28)	(0,11)
Divers	87	26	26	72	31	0,27	0,09	0,09	0,25	0,12
Fonds provenant des activités	676 \$	581 \$	419 \$	467 \$	560 \$	2,16 \$	1,90 \$	1,45 \$	1,69 \$	2,07 \$
Distributions attribuables aux éléments suivants :										
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	38	28	15	1	-					
Actions privilégiées	26	26	25	30	38					
Impôt exigible	17	18	19	15	6					
Charge d'intérêts – emprunts	486	407	402	346	353					
Coûts de service de gestion	80	82	62	48	51					
BAIIA ajusté au prorata	1 323	1 142	942	907	1 008					
Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	900	609	557	317	211					
BAIIA ajusté consolidé	2 223	1 751	1 499	1 224	1 219					
Moyenne pondérée des parts en circulation <sup>1</sup>						312,6	305,8	288,7	275,6	271,1

<sup>1)</sup> 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 s'élève à respectivement 90 % 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)	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Hydroélectricité</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis <sup>1</sup>	6 683	7 191	5 159	4 446	4 446
Canada <sup>1</sup>	4 048	3 876	2 637	2 591	2 512
	10 731	11 067	7 796	7 037	6 958
<b>Énergie éolienne</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis	2 011	1 943	1 867	1 862	1 862
Canada	1 269	1 269	1 269	1 269	1 269
	3 280	3 212	3 136	3 131	3 131
Europe	967	913	906	900	892
Asie <sup>2</sup>	266	266	266	266	266
	4 513	4 391	4 308	4 297	4 289
<b>Énergie solaire<sup>2</sup></b>	977	977	977	977	977
Production visée par contrat au prorata	16 221	16 435	13 081	12 311	12 224
Production non visée par contrat au prorata	2 407	2 193	5 547	6 317	6 404
	18 628	18 628	18 628	18 628	18 628
<b>Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata</b>	87 %	88 %	70 %	66 %	66 %
<b>Prix par MWh – production totale au prorata</b>	80 \$	80 \$	90 \$	93 \$	93 \$

<sup>1)</sup> Comprend la production de 1 995 GWh pour 2019 et de 2 405 GWh pour 2020 garantie par des contrats financiers.

<sup>2)</sup> 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 8 ans au Brésil, à 2 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 contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield relatifs à nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. L'exposition économique au prorata de la production visée par contrat s'établit comme suit : organismes d'électricité (36 %), sociétés de distribution (23 %), utilisateurs industriels (23 %) et Brookfield (18 %). La diminution de notre exposition économique à l'égard de Brookfield, qui était de 42 % au 31 décembre 2017, découle de modifications apportées à des ententes entre parties liées et du transfert de certaines conventions d'achat d'électricité et de soutien des revenus connexe à l'internalisation de la commercialisation de l'énergie qui devait être mise en œuvre le 1<sup>er</sup> janvier 2019 (se reporter à la note 27, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités).

## 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. Près de 95 % de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et environ 80 % est liée à des projets.

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Siège social		Consolidé	
	2018	2017	2018	2017
Emprunts de la société mère <sup>1</sup>	2 334 \$	2 552 \$	2 334 \$	2 552 \$
Emprunts sans recours	-	-	8 384	8 774
	2 334	2 552	10 718	11 326
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>2</sup>	-	-	4 049	3 411
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	-	-	8 129	6 298
Actions privilégiées	568	616	568	616
Parts de société en commandite privilégiées	707	511	707	511
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	7 802	6 857	7 802	6 857
<b>Total de la structure du capital</b>	<b>11 411 \$</b>	<b>10 536 \$</b>	<b>31 973 \$</b>	<b>29 019 \$</b>
<b>Ratio d'endettement</b>	<b>20 %</b>	<b>24 %</b>	<b>34 %</b>	<b>39 %</b>

<sup>1)</sup> Les emprunts de la société mère ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield. Les montants des facilités de crédit de la société mère sont garantis par Énergie Brookfield et comprennent un montant de 6 millions \$ (202 millions \$ en 2017) emprunté aux termes des facilités de crédit de fonds privés.

<sup>2)</sup> Passifs d'impôt différé moins les actifs d'impôt différé.

### LIQUIDITÉS DISPONIBLES

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

(EN MILLIONS)	2018	2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield <sup>1</sup>	169 \$	195 \$
Placements dans des titres de capitaux propres	117	159
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées <sup>2</sup>	2 100	2 090
Emprunts effectués sur les facilités de crédit <sup>2</sup>	(721)	(685)
Lettres de crédit émises	(8)	(193)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	1 371	1 212
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	218	131
<b>Liquidités disponibles</b>	<b>1 875 \$</b>	<b>1 697 \$</b>

<sup>1)</sup> Pour 2017, les montants sont présentés déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au bilan de TerraForm Global qui, aux termes de l'acte de fiducie, n'étaient pas disponibles aux fins de distribution.

<sup>2)</sup> Les montants sont garantis par Énergie Brookfield. Ne tiennent pas compte d'un montant de 6 millions \$ (202 millions \$ en 2017) emprunté aux termes des facilités de crédit de fonds privés.

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, nous avons conclu avec succès des financements sans recours d'un montant de 3,7 milliards \$, ce qui nous a permis de réduire à 5,4 % le coût moyen pondéré de notre dette à l'égard des projets tout en maintenant une durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de dix ans de la dette à l'égard des projets.

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018			2017		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	Total	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	Total
<b>Emprunts de la société mère</b>						
Billets à moyen terme	4,4	6,5	1 613 \$	4,5	6,4	1 670 \$
Facilités de crédit <sup>1</sup>	3,3	4,4	727	2,6	4,5	887
<b>Emprunts sans recours au prorata</b>						
Hydroélectricité	5,8	9,4	3 640	6,1	10,5	3 741
Énergie éolienne <sup>2</sup>	4,7	9,6	1 786	5,1	11,3	1 286
Énergie solaire <sup>2</sup>	5,2	10,9	1 022	6,0	10,5	456
Accumulation et divers	5,4	6,0	249	5,3	7,1	277
	5,4	9,5	6 697	5,8	10,5	5 760
			9 037 \$			8 317 \$
<b>Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties</b>			(48)			(47)
			8 989			8 270
<b>Financements ultérieurs</b>			-			(33)
<b>Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence</b>			(1 972)			(834)
<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>			3 701			4 363
<b>Selon les états financiers en IFRS</b>			10 718 \$			11 766 \$

<sup>1)</sup> Les emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère sont présentés en fonction de la disponibilité sur nos facilités à plus longue durée, peu importe sur quelle facilité de crédit le montant a été emprunté.

<sup>2)</sup> Les montants de 2018 ne tiennent pas compte de la dette au prorata de 60 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 décembre 2018. Au 31 décembre 2017, la dette au prorata en cours associée à ces portefeuilles s'élevait à 52 millions \$.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 31 décembre 2018 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
<b>Remboursements de capital des emprunts</b>							
Emprunts de la société mère <sup>1</sup>	-	330	-	293	727	990	2 340
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit	-	-	7	-	113	-	120
Hydroélectricité	43	348	7	177	560	1 676	2 811
Énergie éolienne	-	-	-	96	47	286	429
Énergie solaire	-	-	-	53	52	233	338
Accumulation et divers	-	-	58	-	-	170	228
	43	348	72	326	772	2 365	3 926
<b>Amortissement des remboursements de capital des emprunts</b>							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	73	47	60	65	59	525	829
Énergie éolienne	111	106	106	106	160	708	1 297
Énergie solaire	46	38	40	41	99	360	624
Accumulation et divers	3	3	3	3	4	5	21
	233	194	209	215	322	1 598	2 771
<b>Total</b>	<b>276</b>	<b>872</b>	<b>281</b>	<b>834</b>	<b>1 821</b>	<b>4 953</b>	<b>9 037</b>
<b>Intérêts à payer<sup>2</sup></b>							
Emprunts de la société mère <sup>1</sup>	94	95	78	71	64	208	610
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	387	361	337	317	261	1 238	2 901
Énergie éolienne	199	189	177	234	133	451	1 383
Énergie solaire	171	166	158	149	119	574	1 337
Accumulation et divers	68	68	67	14	18	38	273
	825	784	739	714	531	2 301	5 894
<b>Total</b>	<b>919</b>	<b>879</b>	<b>817</b>	<b>785</b>	<b>595</b>	<b>2 509</b>	<b>6 504</b>

<sup>1)</sup> Les emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère sont présentés en fonction de la disponibilité sur nos facilités à plus longue durée, peu importe sur quelle facilité de crédit le montant a été emprunté.

<sup>2)</sup> Correspondent du total des intérêts qui devraient être versés sur toute la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon les taux d'intérêt estimés.

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas que la négociation 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.

Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des actifs ayant contracté des financements sans recours qui étaient en défaut avant l'acquisition. Au 31 décembre 2018, les emprunts affichaient un solde en capital de 183 millions \$ et venaient à échéance entre 2026 et 2031. Ces emprunts ne respectaient toujours pas certaines clauses restrictives du fait d'enjeux existants avant l'acquisition de TerraForm Global, notamment des problèmes avec les entrepreneurs dans le cadre de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Le solde des

emprunts liés aux dettes à l'égard des projets en Afrique du Sud a été classé comme des passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4, « Actifs détenus en vue de la vente » de nos états financiers consolidés annuels audités. Au 31 décembre 2018, les autres soldes ont été classés dans les passifs courants dans les états financiers selon les IFRS. Énergie Brookfield travaille actuellement de concert avec tous les prêteurs pour remédier à ces manquements et lever les restrictions relatives aux projets. Puisque nous prévoyons une issue favorable, nous avons présenté ces emprunts en vertu de leur date d'échéance d'origine dans le tableau des échéances ci-dessus. Au 31 décembre 2018, le solde total de ces emprunts s'élevait à 13 millions \$. Mis à part les manquements susmentionnés, au 31 décembre 2018, Énergie Brookfield respectait toutes les clauses restrictives financières importantes.

## TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	1 103 \$	928 \$	632 \$
Activités de financement	(1 080)	(27)	2 709
Activités d'investissement	(624)	(328)	(3 191)
(Perte) profit de change sur la trésorerie	(17)	3	10
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(618) \$	576 \$	160 \$

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 s'élevaient à 1 103 millions \$, une hausse de 175 millions \$ par rapport à l'exercice 2017. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation au cours de la même période de l'exercice précédent a été soutenue essentiellement par l'apport découlant de la croissance de notre portefeuille, neutralisée en partie par l'incidence des flux de trésorerie découlant de la diminution de la production du secteur hydroélectricité en regard de celle de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 se sont établis à 928 millions \$, ce qui constitue une augmentation de 296 millions \$ par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2016. L'augmentation était principalement attribuable à l'amélioration du rendement de nos activités due au retour à des conditions hydrologiques normales ainsi qu'à l'avancement de nos initiatives de croissance internes et à l'apport des nouvelles acquisitions.

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Créances clients et autres actifs courants	(122) \$	(40) \$	30 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	32	32	(160)
Autres actifs et passifs	22	(17)	(7)
	(68) \$	(25) \$	(137) \$

## Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 1 080 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Au cours de l'exercice, nous avons contracté 3,3 milliards \$ de dette à long terme et en avons remboursé 3,5 milliards \$, pour un remboursement net de 266 millions \$, principalement des remboursements prévus de capital. Nous avons conclu la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille de certains actifs hydroélectriques au Canada au cours du quatrième trimestre de 2018, pour un produit de 300 millions \$. Nous avons également émis des parts privilégiées au cours du premier trimestre de 2018, pour des produits nets de 196 millions \$, en vue d'optimiser notre structure de capital et d'améliorer notre situation de trésorerie. Des distributions de 553 millions \$ ont été versées aux participations ne donnant pas le contrôle de nos filiales en exploitation, desquelles un montant de 107 millions \$ était attribuable à la croissance de notre portefeuille à la suite de l'acquisition de TerraForm Global, qui avait été effectuée de concert avec nos investisseurs institutionnels au cours de l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite et aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables s'établissaient à 643 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,96 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 0,09 \$ par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2018. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des actions privilégiées se sont élevées à 63 millions \$.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 27 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Au cours de l'exercice, nous avons contracté 1,9 milliard \$ de dette à long terme et en avons remboursé 1,6 milliard \$, pour un emprunt net de 267 millions \$, qui était essentiellement lié au financement de la croissance de notre portefeuille et aux initiatives de financement liées à nos projets. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation sont attribuables à la croissance de notre portefeuille grâce à nos partenaires institutionnels et ont totalisé 294 millions \$. Afin de financer la croissance de notre portefeuille, les activités sur les marchés financiers ont entraîné l'émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées, pour un produit net de 598 millions \$. Les distributions de 539 millions \$ versées aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation s'expliquent essentiellement par la hausse des dividendes versés par nos activités en Colombie et la vente de notre portefeuille éolien en Irlande.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite et aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables se sont élevées à 591 millions \$. Nous avons haussé nos distributions pour les porter à 1,87 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 0,09 \$ par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2017. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des actions privilégiées se sont élevées à 51 millions \$.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement totalisaient 2 709 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Le montant de 3 477 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – emprunts était lié à la croissance de notre portefeuille, aux mesures de financement des filiales et à l'émission des billets à moyen terme de la société mère. Le montant de 1 975 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – remboursements avait trait au remboursement à l'échéance des billets à moyen terme de série 6 et aux mesures de financement des filiales. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation sont liés à la croissance de notre portefeuille réalisée avec nos partenaires institutionnels et ont totalisé 2 621 millions \$. Un montant de 1 540 millions \$ a été payé en contrepartie des actions détenues par les actionnaires publics d'Isagen achetées lors des offres publiques d'achat (« OPA ») obligatoires, lequel comprenait des coûts découlant de l'acquisition de 6 millions \$. L'émission de parts de société en commandite et de parts privilégiées a généré un produit net de respectivement 657 millions \$ et 147 millions \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP s'étaient élevées à 522 millions \$. Nous avons haussé nos distributions, pour les porter à 1,78 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 0,12 \$ par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2016. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des actions privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation avaient totalisé 156 millions \$.

### **Activités d'investissement**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 624 millions \$. Au cours du deuxième trimestre de 2018, notre participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans TerraForm Power a augmenté, passant de 16 % à 30 %, en raison d'un investissement supplémentaire de 420 millions \$. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles a atteint 235 millions \$. La trésorerie affectée à l'acquisition d'un portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne en Afrique du Sud d'une puissance de 49 MW au cours du premier trimestre et d'un portefeuille d'énergie éolienne en Irlande d'une puissance de 23 MW au cours du quatrième trimestre de 2018 a totalisé 56 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont totalisé 328 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. L'acquisition de TerraForm Global et d'un portefeuille de centrales d'accumulation en Europe a totalisé 62 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles a atteint 355 millions \$. Le produit découlant de la vente de la centrale éolienne en Irlande s'est élevé à 150 millions \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'étaient élevés à 3 191 millions \$. Notre placement dans Isagen, dans un portefeuille hydroélectrique au Brésil, dans un portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie et dans un projet de développement éolien en Irlande s'était établi à 2 769 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles avait atteint 369 millions \$. Notre placement dans des titres disponibles à la vente s'était établi à 60 millions \$.

## ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

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

	2018	2017
<b>Actions privilégiées de catégorie A<sup>1</sup></b>	31 035 967	31 035 967
<b>Parts privilégiées<sup>2</sup></b>		
Solde au début de l'exercice	27 885 496	17 885 496
Émission	10 000 000	10 000 000
Solde à la fin de l'exercice	37 885 496	27 885 496
<b>Participation de commandité</b>	2 651 506	2 651 506
<b>Parts de société en commandite rachetables/échangeables</b>	129 658 623	129 658 623
<b>Parts de société en commandite</b>		
Solde au début de l'exercice	180 388 361	166 839 324
Émission	-	13 247 000
Régime de réinvestissement des distributions	289 641	302 037
Rachat pour annulation	(1 856 798)	-
Solde à la fin de l'exercice	178 821 204	180 388 361
<b>Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral<sup>3</sup></b>	<b>308 479 827</b>	<b>310 046 984</b>

<sup>1)</sup> Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en série 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.

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

<sup>3)</sup> 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 exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Déclarés			Versés		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Actions privilégiées de catégorie A	26 \$	26 \$	25 \$	26 \$	25 \$	25 \$
Parts privilégiées	38 \$	28 \$	15 \$	37 \$	26 \$	12 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	553 \$	539 \$	119 \$	553 \$	539 \$	119 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	45 \$	35 \$	24 \$	44 \$	34 \$	23 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	255 \$	243 \$	232 \$	254 \$	242 \$	230 \$
Parts de société en commandite	355 \$	328 \$	281 \$	345 \$	315 \$	269 \$

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

Date de l'augmentation	Montant de l'augmentation	Distribution annuelle	Date d'entrée en vigueur de la distribution
Février 2015	0,11 \$	1,66 \$	Mars 2015
Février 2016	0,12 \$	1,78 \$	Mars 2016
Février 2017	0,09 \$	1,87 \$	Mars 2017
Février 2018	0,09 \$	1,96 \$	Mars 2018
Février 2019	0,10 \$	2,06 \$	Mars 2019

#### **OBLIGATIONS CONTRACTUELLES**

Se reporter à la note 26, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés annuels audités pour de plus amples renseignements sur ce qui suit :

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

#### **ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE**

Hormis la tranche non utilisée des facilités de crédit déjà présentée, Énergie Brookfield n'a pas conclu d'accords hors état de la situation financière.

## PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS ANNUELLES ET TRIMESTRIELLES

### INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUE

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2018	2017	2016	2015	2014
<b>Information sur l'exploitation :</b>					
Puissance (MW)	17 419	16 369	10 731	7 284	6 707
Production totale (GWh)					
Production moyenne à long terme	51 971	42 334	38 982	24 467	22 315
Production réelle	52 056	43 385	34 071	23 332	22 548
Production au prorata (GWh)					
Production moyenne à long terme	25 844	23 249	22 362	18 749	17 942
Production réelle	25 753	23 968	20 222	17 662	18 173
Produits moyens (\$ par MWh)	75	70	73	73	78
<b>Informations financières supplémentaires :</b>					
<b>Résultat net attribuable aux porteurs de parts<sup>1</sup></b>	<b>42 \$</b>	<b>(56) \$</b>	<b>(65) \$</b>	<b>3 \$</b>	<b>114 \$</b>
Résultat de base par part de société en commandite <sup>2</sup>	0,13	(0,18)	(0,23)	0,01	0,42
BAIIA ajusté consolidé <sup>3, 4</sup>	2 223	1 751	1 499	1 224	1 219
BAIIA ajusté au prorata <sup>3, 4</sup>	1 323	1 142	942	907	1 008
Fonds provenant des activités <sup>3</sup>	676	581	419	467	560
Fonds provenant des activités par part <sup>1, 3</sup>	2,16	1,90	1,45	1,69	2,07
Distributions par part de société en commandite	1,96	1,87	1,78	1,66	1,55

AUX 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2018	2017	2016	2015	2014
Immobilisations corporelles à la juste valeur	29 025 \$	27 096 \$	25 257 \$	18 358 \$	18 566 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 569	721	206	197	273
Total de l'actif	34 103	30 904	27 737	19 507	19 849
Total des emprunts	10 718	11 766	10 182	7 338	7 678
Passifs d'impôt différé	4 140	3 588	3 802	2 695	2 637
Autres passifs	2 039	1 268	1 081	711	653
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8 129	6 298	5 589	2 587	2 062
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	66	58	55	52	59
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	2 843	2 680	2 559	2 865
Actions privilégiées	568	616	576	610	728
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	707	511	324	128	-
Capitaux propres des commanditaires	4 484	3 956	3 448	2 827	3 167
Total du passif et des capitaux propres	34 103	30 904	27 737	19 507	19 849
Ratio d'endettement	34 %	40 %	38 %	39 %	40 %

<sup>1)</sup> Les données des porteurs de parts et par part comprennent les porteurs de la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

<sup>2)</sup> Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, 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 312,6 millions (305,8 millions en 2017, 288,7 millions en 2016, 275,6 millions en 2015 et 271,1 millions en 2014).

<sup>3)</sup> Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS ». Les chiffres comparatifs ont été retraités afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré.

<sup>4)</sup> Les chiffres comparatifs ont été retraités afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018				2017				2016			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production totale (GWh) – MLT	13 485	12 113	13 521	12 852	12 198	9 098	10 674	10 364	10 319	9 092	10 728	8 843
Production totale (GWh) – réelle	14 445	11 609	13 122	12 880	11 913	9 370	11 618	10 484	8 728	7 522	8 792	9 029
Production au prorata (GWh) – MLT	6 602	5 956	6 935	6 351	6 030	5 053	6 277	5 889	5 739	5 068	6 214	5 341
Production au prorata (GWh) – réelle	7 052	5 552	6 455	6 694	5 890	5 198	6 719	6 161	4 734	4 395	5 197	5 896
<b>Produits</b>	<b>780 \$</b>	<b>674 \$</b>	<b>735 \$</b>	<b>793 \$</b>	<b>657 \$</b>	<b>608 \$</b>	<b>683 \$</b>	<b>677 \$</b>	<b>571 \$</b>	<b>580 \$</b>	<b>627 \$</b>	<b>674 \$</b>
<b>Résultat net attribuable aux porteurs de parts</b>	<b>91</b>	<b>(55)</b>	<b>(2)</b>	<b>8</b>	<b>(67)</b>	<b>(43)</b>	<b>38</b>	<b>16</b>	<b>(47)</b>	<b>(33)</b>	<b>(28)</b>	<b>43</b>
<b>Résultat de base par part de société en commandite</b>	<b>0,29</b>	<b>(0,18)</b>	<b>(0,01)</b>	<b>0,03</b>	<b>(0,22)</b>	<b>(0,14)</b>	<b>0,13</b>	<b>0,05</b>	<b>(0,16)</b>	<b>(0,12)</b>	<b>(0,11)</b>	<b>0,16</b>
BAlIA ajusté consolidé	604	494	543	582	454	381	460	456	326	335	380	458
BAlIA ajusté au prorata	371	277	324	351	296	232	312	302	189	213	237	303
Fonds provenant des activités	206	105	172	193	143	91	181	166	54	73	105	187
Fonds provenant des activités par part	0,66	0,33	0,55	0,62	0,46	0,29	0,61	0,55	0,18	0,24	0,37	0,68
Distribution par part de société en commandite	0,490	0,490	0,490	0,490	0,468	0,468	0,468	0,468	0,445	0,445	0,445	0,445

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

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord	3 604	3 076	3 065	3 143	238 \$	219 \$	164 \$	145 \$	121 \$	100 \$	59 \$	(28) \$
Brésil	902	867	996	978	59	65	40	43	33	33	(2)	(6)
Colombie	982	978	935	935	56	51	35	26	24	14	46	7
	5 488	4 921	4 996	5 056	353	335	239	214	178	147	103	(27)
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord	808	648	924	693	61	52	48	36	29	22	21	22
Europe	264	128	268	146	27	11	30	7	25	6	17	(9)
Brésil	153	74	200	82	9	7	7	7	4	5	2	3
Asie	43	-	36	-	3	-	2	-	2	-	7	-
	1 268	850	1 428	921	100	70	87	50	60	33	47	16
<b>Énergie solaire</b>	184	56	178	53	40	8	30	6	15	2	14	(5)
<b>Accumulation et divers</b>	112	63	-	-	23	17	16	16	9	12	4	(1)
<b>Siège social</b>	-	-	-	-	-	-	(1)	10	(56)	(51)	(77)	(50)
<b>Total</b>	7 052	5 890	6 602	6 030	516 \$	430 \$	371 \$	296 \$	206 \$	143 \$	91 \$	(67) \$

Pour les trois mois clos le 31 décembre 2018, les fonds provenant des activités se sont établis à 206 millions \$, contre 143 millions \$ pour l'exercice précédent, grâce à l'apport provenant de la croissance de notre portefeuille et à l'augmentation de la production dans l'ensemble de notre portefeuille (20 % supérieure à celle de la période correspondante de l'exercice précédent et 7 % supérieure à la moyenne à long terme) en raison des fortes conditions hydrologiques au cours du quatrième trimestre. Sur une base comparable, les produits réalisés moyens par MWh ont reculé légèrement, l'avantage tiré des clauses d'indexation sur l'inflation prévues à nos contrats et de nos initiatives de renégociation ayant été plus qu'annulé par l'incidence de la composition des moyens de production (la production ayant été plus élevée dans le cas de contrats négociés à des prix plus bas) et le raffermissement du 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 pour le trimestre clos le 31 décembre 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 IFRS <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne							Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				
Produits	238	59	56	61	27	9	3	40	23	-	516	(89)	353	780
Autres produits	6	2	3	1	10	-	-	1	-	5	28	(2)	(2)	24
Coûts d'exploitation directs	(80)	(21)	(24)	(14)	(7)	(2)	(1)	(11)	(7)	(6)	(173)	23	(126)	(276)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68	8	76
BAIIA ajusté	164	40	35	48	30	7	2	30	16	(1)	371	-	233	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(16)	(16)	-	-	(16)
Charge d'intérêts – emprunts	(44)	(5)	(9)	(19)	(5)	(3)	(1)	(15)	(7)	(24)	(132)	28	(67)	(171)
Charge d'impôt exigible	1	(2)	(2)	-	-	-	1	-	-	-	(2)	-	(8)	(10)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)	-	-	(9)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(28)	(3)	(31)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(155)	(155)
Fonds provenant des activités	121	33	24	29	25	4	2	15	9	(56)	206	-	-	-
Charge d'amortissement	(61)	(33)	(4)	(33)	(13)	(3)	-	(16)	(6)	(1)	(170)	34	(72)	(208)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	3	(1)	6	(1)	3	1	5	(6)	-	(14)	(4)	3	2	1
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(2)	-	22	29	-	-	-	22	-	-	71	(52)	72	91
Divers	(2)	(1)	(2)	(3)	2	-	-	(1)	1	(6)	(12)	4	(2)	(10)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-	11
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	59	(2)	46	21	17	2	7	14	4	(77)	91	-	-	91

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 56 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 155 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.

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

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 :

(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 IFRS <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil							
Produits	219	65	51	52	11	7	8	17	-	430	(39)	266	657
Autres produits	-	2	-	-	-	-	-	6	18	26	(11)	7	22
Coûts d'exploitation directs	(74)	(24)	(25)	(16)	(4)	-	(2)	(7)	(8)	(160)	13	(115)	(262)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	-	37
BAIIA ajusté	145	43	26	36	7	7	6	16	10	296	-	158	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	(24)	(24)	-	-	(24)
Charge d'intérêts – emprunts	(45)	(6)	(10)	(14)	(1)	(2)	(3)	(4)	(23)	(108)	12	(59)	(155)
Charge d'impôt exigible	-	(4)	(2)	-	-	-	(1)	-	-	(7)	1	(6)	(12)
Distributions attribuables aux éléments suivants :													
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)	-	(13)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(93)	(93)
Fonds provenant des activités	100	33	14	22	6	5	2	12	(51)	143	-	-	
Charge d'amortissement	(57)	(36)	(2)	(28)	(8)	(2)	(4)	(6)	-	(143)	13	(52)	(182)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	(5)	-	(2)	-	-	-	(1)	-	2	(6)	1	3	(2)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(62)	(1)	(1)	32	1	-	1	-	(2)	(32)	(3)	3	(32)
Divers	(4)	(2)	(2)	(4)	(8)	-	(3)	(7)	1	(29)	14	(23)	(38)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25)	-	(25)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	69
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	(28)	(6)	7	22	(9)	3	(5)	(1)	(50)	(67)	-	-	(67)

<sup>1)</sup> La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 1 million \$ 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. La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 24 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.

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

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat net 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 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	Par part	
			2018	2017
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	52 \$	(38) \$	0,29 \$	(0,22) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	2	(1)	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	37	(28)	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	91 \$	(67) \$	0,29 \$	(0,22) \$
Ajusté en fonction de la quote-part au prorata				
Charge d'amortissement	170	143	0,54	0,46
Change et perte latente sur les instruments financiers	4	6	0,01	0,02
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(71)	32	(0,23)	0,10
Divers	12	29	0,05	0,10
Fonds provenant des activités	206 \$	143 \$	0,66 \$	0,46 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation <sup>1)</sup>			312,2	312,6

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

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

### GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Les objectifs de la direction consistent à protéger Énergie Brookfield contre les risques économiques importants et la variabilité des résultats découlant de divers risques financiers, notamment le risque de prix de l’électricité, le risque de change, le risque de taux d’intérêt, le risque de crédit et le risque de liquidité. De plus amples renseignements sur ces risques se trouvent à la note 5, « Gestion des risques et instruments financiers » dans les états financiers consolidés annuels audités.

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

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de prix de l’électricité	Nous sommes exposés aux variations du prix du marché de l’électricité.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conclure des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l’électricité est vendue.</li> <li>• Conserver un portefeuille de contrats à court, moyen et long terme pour réduire au minimum le risque relatif aux fluctuations à court terme des prix de l’électricité.</li> <li>• Fixer des plafonds et établir des contrôles dans le cadre de nos activités de négociation.</li> <li>• Au 31 décembre 2018, environ 87 % (92 % de la production pour 2018 en 2017) de la production pour 2019, compte non tenu de la production du Brésil et de la Colombie, faisait l’objet de conventions d’achat d’électricité et de contrats financiers à court et long terme. Se reporter à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata ».</li> </ul>
Risque de change	Nous courons un risque de change – y compris par rapport au dollar canadien, au réal, à l’euro, à la livre sterling, au peso colombien, à la roupie indienne, au rand sud-africain, au ringgit malaisien, au baht thaïlandais et au yuan chinois – lié aux activités, aux transactions prévues et à certains emprunts en devises.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conclure des contrats de change visant à réduire au minimum l’exposition aux fluctuations de change.</li> <li>• Trente-cinq pour cent des flux de trésorerie sont générés aux États-Unis, tandis que le risque de change attribuable au dollar canadien et à l’euro, qui touche 35 % de notre portefeuille, est géré de façon proactive au moyen de contrats de change.</li> <li>• Un nombre limité de contrats de change visant à couvrir le risque de change attribuable à l’Amérique du Sud et à l’Asie, qui touche 30 % de notre portefeuille, en raison des coûts connexes élevés qu’entraîne la couverture de certaines devises. Toutefois, ce risque de change est atténué par les indexations sur l’inflation annuelles de nos conventions d’achat d’électricité.</li> </ul>

<b>Risque financier</b>	<b>Description du risque</b>	<b>Gestion du risque</b>
Risque de taux d'intérêt	<p>Nous courons un risque lié aux taux d'intérêt de nos emprunts, ainsi qu'à la révision des taux de dividende et de distribution de nos actions privilégiées de catégorie A et privilégiées, respectivement.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les actifs sont constitués essentiellement d'actifs physiques de longue durée, et les passifs financiers, de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à un taux fixe grâce à des instruments financiers liés aux taux d'intérêt afin de réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt.</li> <li>• Conclure des contrats sur taux d'intérêt pour se prévaloir de taux fixes sur certaines émissions ultérieures de titres de créance.</li> <li>• Au prorata, notre exposition aux taux variables représente 14 % du total de la dette, une fois affectée la dette à taux variable ayant été couverte grâce à des swaps de taux d'intérêt (y compris ceux conclus après la fin de l'exercice). Notre exposition aux taux variables découle essentiellement de nos activités en Amérique du Sud, car nous détenons des possibilités limitées d'augmenter la dette à taux fixe ou de la couvrir en raison des coûts connexes élevés.</li> </ul>
Risque de crédit	<p>Nous courons un risque de crédit lié aux activités d'exploitation et à certaines activités de financement, dont le risque maximal est représenté par les valeurs comptables présentées dans les états de la situation financière. Nous courons un risque de crédit si les contreparties à l'égard de nos contrats d'énergie, swaps de taux d'intérêt, contrats de change à terme, transactions physiques d'électricité et de gaz, et créances clients ne peuvent pas satisfaire à leurs obligations.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contreparties diversifiées qui ont un historique de crédit de longue date.</li> <li>• Exposition à des contreparties dont la note est de première qualité.</li> <li>• Utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques types d'atténuation des risques de crédit.</li> <li>• Au 31 décembre 2018, 74 % des créances clients d'Énergie Brookfield étaient non échues (99 % en 2017).</li> </ul>

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de liquidité	<p>Nous courons un risque de liquidité lié aux passifs financiers.</p> <p>Nous sommes également assujettis au risque de liquidité, car nous exerçons nos activités par l'intermédiaire d'entités juridiques distinctes (filiales et sociétés affiliées) et sommes tributaires de la trésorerie reçue de ces entités pour acquitter les charges du siège social et verser des dividendes et des distributions respectivement aux actionnaires et aux porteurs de parts. Aux termes des conventions de crédit liées aux emprunts des filiales, les distributions en espèces versées à Énergie Brookfield sont généralement interdites si l'entité a manqué à son engagement de remboursement de l'emprunt (notamment le non-paiement du capital ou des intérêts), ou si elle n'atteint pas un ratio de couverture du service de la dette de référence. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, Énergie Brookfield et ses filiales ont respecté les clauses restrictives, à l'exception de certaines clauses mentionnées à la note 18, « Événements postérieurs à la date de clôture » dans les états financiers consolidés annuels audités.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Au 31 décembre 2018, les liquidités disponibles s'élevaient à 1,9 milliard \$. Les liquidités comprennent notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des titres disponibles à la vente et des lignes de crédit générales non utilisées. Pour de plus amples renseignements sur la tranche disponible des facilités de crédit et de l'échéancier respectif, se reporter à la « PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement ».</li> <li>• Suivi efficace et régulier des clauses restrictives et collaboration avec les prêteurs pour réparer tout manquement.</li> <li>• Cibler des titres de créance de première qualité ou des titres de créance présentant des caractéristiques de première qualité qui ont la capacité d'absorber la volatilité des flux de trésorerie.</li> <li>• Nature à long terme des instruments d'emprunt et échelonnement des dates d'échéance sur une longue période.</li> <li>• Trésorerie suffisante provenant des activités d'exploitation, accès à des facilités de crédit non utilisées et possibilité de financement par les marchés financiers de nos activités et pour respecter nos obligations à leur échéance.</li> <li>• Veiller à avoir accès aux marchés financiers et maintenir une solide note de crédit de première qualité.</li> </ul>

## FACTEURS DE RISQUE

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

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

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

Les produits dégagés par nos installations sont en rapport direct avec la quantité d'électricité produite, laquelle dépend à son tour des débits d'eau accessibles, du régime des vents, des conditions d'éclairage énergétique et des conditions météorologiques en général. L'hydrologie, le régime des vents,

l'éclaircissement énergétique et les conditions météorologiques présentent des variations naturelles d'une saison à l'autre et d'une année à l'autre et peuvent aussi changer en permanence en raison d'un changement climatique ou d'autres facteurs.

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

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

Les conditions météorologiques ont également causé par le passé de la variabilité dans les récoltes de canne à sucre. Une baisse dans l'approvisionnement en canne à sucre, qu'elle soit causée par une sécheresse, le gel ou des inondations, aux sucreries et fabriques d'éthanol qui fournissent la matière première de ces centrales de cogénération à la biomasse, pourrait restreindre le volume d'électricité que ces centrales peuvent produire.

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

Une tranche des produits d'Énergie Brookfield dépend, directement ou indirectement, du prix de gros de l'électricité sur les marchés au sein desquels Énergie Brookfield exerce ses activités. Les prix de gros de l'électricité sont influencés par un certain nombre de facteurs, dont le prix des combustibles (p. ex., le gaz naturel) qui sont utilisés pour produire de l'électricité; la gestion de la production et la quantité de puissance installée excédentaire par rapport à la charge dans un marché donné; le coût lié au contrôle des émissions polluantes, dont le coût de l'émission de CO<sub>2</sub>; la structure du marché de l'électricité; et les conditions météorologiques (comme les températures extrêmement chaudes ou froides) qui influent sur la charge électrique. De façon plus générale, des incertitudes persistent quant à la croissance de la demande d'électricité, laquelle est influencée par : la situation macroéconomique, les prix absolus et relatifs de l'énergie ainsi que par l'économie d'énergie et la gestion de la demande. Conséquemment, et du point de vue de l'offre, des incertitudes subsistent quant à la planification des mises hors service de centrales électriques, en partie motivée par les réglementations environnementales, ainsi qu'à l'étendue, à la

cadence et à la structure de la capacité de remplacement, ce qui exprime une fois de plus une interaction complexe entre les pressions politico-économiques et les préférences environnementales. Il est donc possible que cette volatilité et cette incertitude sur le marché de l'énergie en général, y compris le marché de l'énergie non renouvelable, produise un effet négatif important sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

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

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

Inversement, certaines de nos ventes seront réalisées par des installations faisant l'objet de contrats à durée indéterminée conclus avec Brookfield (compte tenu du droit de celle-ci de les renouveler) à prix fixes par MWh. Par conséquent, dans le cas de ces installations, notre capacité d'obtenir des produits accrus en raison de hausses des prix du marché pourrait s'en trouver limitée.

Une importante partie de l'électricité que nous produisons est vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité à long terme conclues avec des services publics, des utilisateurs industriels ou commerciaux finaux et Brookfield dont certains peuvent ne pas être notés par une agence de notation. Par exemple, environ 18 % de notre risque économique pour 2019 (sur une base proportionnelle) est lié à des entités de Brookfield, dont la majorité ne sont pas notées publiquement et dont les obligations ne sont pas garanties par Brookfield Asset Management, ce qui tient compte de l'internalisation des activités de commercialisation de l'énergie, y compris des modifications s'y rapportant et des transferts de certaines conventions d'achat d'électricité et de soutien des revenus.

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

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

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

Au 31 décembre 2018, une tranche d'environ 75 % de notre production (sur une base proportionnelle) était visée par des contrats à prix fixe et à long terme conclus avec des cocontractants solvables au cours des cinq prochaines années. Pour les années civiles de 2017 et de 2018, environ 90 % de notre production (sur une base proportionnelle) était visée par des engagements contractuels. La partie de notre portefeuille qui n'est pas visée par des engagements contractuels pourrait augmenter graduellement au fil du temps. Même si des augmentations de la production qui n'est pas visée par des engagements contractuels peuvent nous permettre d'être opportunistes et de tirer profit des prix élevés sur les marchés au comptant, elles accentueront également notre exposition à la variabilité du prix de

l'électricité, ce qui pourrait, dans certains cas, avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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

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

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

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

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

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

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

Une partie importante de nos activités actuelles sont exercées dans des pays où le dollar américain n'est pas la monnaie fonctionnelle. Les entreprises concernées versent des distributions dans d'autres monnaies que le dollar américain, que nous devons convertir en dollars américains avant le versement de

ces distributions. Une dépréciation considérable de ces devises, des mesures pouvant être introduites par des gouvernements étrangers pour maîtriser l'inflation ou la déflation, le taux de change ou le contrôle des exportations pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Dans le cadre de notre exposition aux risques de change, nous utilisons des contrats de change à terme et d'autres stratégies pour minimiser le risque de change et rien ne garantit que ces stratégies seront couronnées de succès.

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

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

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

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

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

Notre entreprise est titulaire de la technologie de l'information. En outre, nos activités dépendent des services de télécommunication pour surveiller et contrôler à distance nos actifs et se raccorder aux organismes de réglementation, aux marchés de l'énergie de gros et à ses clients. Les systèmes d'information et les systèmes intégrés de partenaires commerciaux clés, y compris des fournisseurs de systèmes de technologies de l'information auxquels nous nous fions, et de certains organismes de réglementation sont également importants dans le cadre de l'exercice de nos activités. En conséquence, nous pourrions être exposés aux risques liés à la cybersécurité ou à d'autres atteintes à la sécurité de la technologie de l'information visant à fournir un accès non autorisé à notre information confidentielle et à celle de nos partenaires commerciaux, à détruire des données ou à mettre hors service, à altérer ou à saboter ces systèmes au moyen de virus informatiques, de courriels frauduleux, de cyberattaques ou par d'autres moyens, et ces atteintes à la sécurité pourraient provenir de diverses sources, y compris de nos propres employés ou de tiers inconnus. Rien ne garantit que les mesures mises en œuvre pour assurer

l'intégrité de ces systèmes offriront une protection adéquate et ces atteintes à la sécurité de notre technologie de l'information pourraient passer inaperçues pendant un certain temps. En cas de violation de nos mesures de cybersécurité, ou de panne ou de défaillance de nos systèmes opérationnels informatisés, ou des systèmes associés de réserve ou de stockage des données, certaines pourraient être perturbées et pourrions, entre autres, subir une perte financière ou une perte d'occasions d'affaires, être victimes de l'appropriation indue ou de la publication non autorisée de renseignements confidentiels ou personnels, nos systèmes et les systèmes de ceux avec qui nous faisons affaire pourraient subir des dommages, nous pourrions nous rendre passibles de violation des lois sur la protection des renseignements personnels et d'autres lois, nous pourrions être impliqués dans des litiges, nous pourrions subir des sanctions réglementaires, subir des coûts de remise en état et faire face à l'augmentation des coûts d'entretien de nos systèmes. Par exemple, le *Règlement général sur la protection des données* européen, entré en vigueur en mai 2018, prévoit des exigences opérationnelles strictes pour les entités traitant des données à caractère personnel et des peines sévères en cas de non-respect. Les brèches de cybersécurité ou les défaillances de nos systèmes des technologies de l'information pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, la présentation de l'information, notre situation financière et nos résultats d'exploitation, et ultimement nuire à notre réputation.

### **Risques liés au financement**

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

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

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

Énergie Brookfield est assujettie à des restrictions opérationnelles et financières en raison des engagements que renferment nos contrats de prêt et accords de sûreté. Ces restrictions nous interdisent d'effectuer, notamment, les opérations suivantes, ou limitent notre capacité de le faire : contracter des dettes supplémentaires, fournir des cautionnements pour une dette, accorder des priorités ou hypothèques mobilières ou légales, disposer d'actifs, procéder à une liquidation, à une dissolution, à une fusion ou à un regroupement ou procéder à une réorganisation de l'entreprise ou à une refonte du capital, déclarer des distributions, émettre des titres de capitaux propres et créer des filiales. Une clause restrictive financière dont sont assorties nos obligations de société et nos facilités de crédit bancaire d'entreprise limite notre endettement total à un pourcentage de notre structure du capital totale, une restriction qui pourrait limiter

notre capacité d'obtenir du financement supplémentaire, de résister à une baisse de nos affaires et de tirer parti d'occasions d'affaires et de développement. Si nous contrevenons à ces clauses restrictives, nos facilités de crédit peuvent être résiliées ou devenir exigibles, et ces événements pourraient entraîner la détérioration de notre note de crédit, et, par conséquent, pourraient assujettir Énergie Brookfield à des taux d'intérêt et à des frais de financement plus élevés. À l'occasion, nous faisons également l'acquisition d'entreprises et d'actifs dont les prêts sont en défaut, y compris les actifs acquis dans le cadre de l'opération visant TerraForm Global. Nous pourrions aussi être tenus d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant plus de clauses restrictives, exigeant des remboursements par anticipation ou imposant d'autres obligations qui limitent notre capacité de faire croître notre entreprise, d'acquérir des actifs requis ou de prendre d'autres mesures que nous pourrions juger appropriées et souhaitables.

***La révision de nos notes de crédit pourrait avoir des conséquences défavorables sur notre situation financière et notre capacité de mobiliser des capitaux.***

La note de crédit attribuée à BEP ou aux titres d'emprunt de l'une de nos filiales pourrait faire l'objet d'une révision ou d'un retrait complet par l'agence de notation pertinente, ce qui pourrait avoir des conséquences défavorables sur notre situation financière et notre capacité de mobiliser des capitaux.

**Risques liés à notre stratégie de croissance**

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

Notre stratégie pour ce qui est d'accroître la valeur livrée à nos porteurs de parts de société en commandite consiste à tenter d'acquérir ou de mettre en valeur des actifs et des entreprises de qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, avec pour objectif d'obtenir à long terme des rendements appropriés redressés en fonction du risque sur notre capital investi. Toutefois, il n'est pas certain que nous serons en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions de placement ni de réaliser des opérations répondant à nos critères de placement. Ces critères de placement sont axés, notamment, sur les avantages liés à la solidité financière, à l'exploitation, à la gouvernance et à la pertinence stratégique d'une acquisition proposée, y compris le fait que nous prévoyons qu'elle atteindra notre objectif de rendement minimal et, par conséquent, il n'est pas certain que nous serons en mesure de développer davantage notre entreprise en réalisant des acquisitions ou en mettant en valeur des actifs à des rendements avantageux. La concurrence pour de tels actifs est considérable, et celle que nous livrent d'autres investisseurs ou sociétés disposant d'importantes ressources financières peut entraîner une hausse significative du prix d'achat ou nous empêcher de procéder à une acquisition. Nous pourrions aussi rejeter des occasions qui, d'après nous, ne respectent pas nos critères de placement et que nos concurrents pourraient décider de saisir. De plus, nos initiatives de croissance pourraient être assujetties à un certain nombre de conditions de clôture, notamment, selon le cas, les consentements de tierce partie, les approbations des autorités de réglementation (notamment, des autorités en matière de concurrence), et d'autres approbations ou actions de tierce partie qui sont hors de notre contrôle. Si la totalité ou certaines de nos initiatives de croissance ne peuvent être réalisées selon les modalités convenues, nous pourrions devoir reporter certaines acquisitions ou y renoncer dans leur ensemble, ou nous pourrions ne pas être en mesure de réaliser leurs avantages prévus. Qui plus est, nous cherchons à l'occasion à recycler des capitaux pour financer de futures acquisitions ainsi que la mise en place et la construction de nouvelles installations, et ce, en vendant certains actifs. Par exemple, en 2018, dans le cadre de nos initiatives de recyclage des capitaux, nous avons vendu à un consortium d'acheteurs une participation indirecte de 25 % ne donnant pas le contrôle dans un portefeuille hydroélectrique sous contrat de 413 MW situé au Canada et nous avons conclu des conventions visant la vente de notre participation dans un portefeuille d'énergie solaire et éolienne de 178 MW situé en Afrique du Sud ainsi que notre participation dans des portefeuilles d'énergie solaire situés en Thaïlande et en Malaisie. En février 2019, nous avons également conclu une convention visant la vente d'une participation indirecte additionnelle ne donnant pas le contrôle de 25 % dans ce portefeuille hydroélectrique canadien à un consortium d'acheteurs. Nous pourrions ne pas être en mesure de réaliser nos initiatives de recyclage des capitaux et, si nous y arrivons en totalité ou en partie, rien ne garantit que ce sera aux dates voulues ou à des prix favorables, ce qui pourrait réduire les liquidités servant à financer la croissance future.

***La croissance future de notre portefeuille pourrait nous exposer à des risques supplémentaires et les avantages devant être tirés de nos opérations, notamment de nos acquisitions, pourraient ne pas se réaliser.***

Une partie-clé de la stratégie d'Énergie Brookfield comprend la recherche d'occasions d'acquisitions éventuelles. Les acquisitions en général, et les acquisitions massives plus particulièrement, ont le potentiel d'augmenter considérablement l'ampleur, la portée et la complexité de nos activités. Si nous n'arrivons pas à gérer ces activités additionnelles de manière efficace, cela pourrait avoir une conséquence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Les acquisitions entraîneront vraisemblablement une partie, voire tous les risques suivants, ce qui pourrait avoir une conséquence défavorable et importante sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation : la possibilité que nous ne soyons pas en mesure de clore une opération annoncée ou autrement de réaliser les avantages attendus, la difficulté d'intégrer les activités acquises et le personnel à nos activités actuelles; l'incapacité à attendre des synergies éventuelles; l'interruption éventuelle de nos activités actuelles; la diversion des ressources, notamment le temps et l'attention des professionnels de Brookfield; la difficulté de gérer la croissance d'une organisation de plus grande envergure; le risque d'entrer dans des marchés dans lesquels nous avons peu d'expérience; le risque d'être partie à des conflits ou des litiges de travail, commerciaux ou réglementaires relativement aux nouvelles activités; le risque de responsabilité en matière d'environnement ou d'autres responsabilités liées aux activités acquises; le risque lié à la violation alléguée ou effective de lois anticorruption applicables aux activités acquises; et le risque d'un changement de contrôle découlant de l'acquisition de droits en cas d'événement déclencheur auprès d'une tierce partie ou d'organismes gouvernementaux aux termes de contrats conclus par les unités d'exploitation acquises ou d'autorisations détenues par celle-ci. Bien que nous ayons l'habitude d'effectuer un contrôle diligent rigoureux des entreprises faisant l'objet d'une acquisition, il est possible que ce contrôle diligent ne réussisse pas à découvrir ou à évaluer adéquatement tous les risques importants liés à l'entreprise acquise, qu'ils soient de nature opérationnelle, financière, juridique ou autre. Par exemple, nous pourrions être incapables de repérer une clause qui déclenche un changement de contrôle dans un contrat important ou une autorisation importante ou un cocontractant ou un organisme gouvernemental puisse avoir une vision différente de l'interprétation que nous avons faite d'une telle disposition, ce qui pourrait entraîner un différend. La découverte de passifs importants après une acquisition, de même que le fait qu'une acquisition ne donne pas les résultats attendus, pourraient avoir des conséquences défavorables importantes sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation d'Énergie Brookfield. De plus, si les rendements sont inférieurs aux rendements que nous avons prévu réaliser dans le cadre de nouvelles acquisitions, nous pourrions ne pas être en mesure d'accroître nos distributions tel que nous l'avons envisagé dans nos objectifs établis et la valeur marchande de nos parts pourrait chuter.

***Nous n'avons pas le contrôle sur l'ensemble de nos activités et investissements.***

Nous avons structuré une partie de nos activités et de nos investissements en tant que coentreprises, sociétés de personnes et arrangements consortiaux. Une partie intégrante de notre stratégie consiste à participer avec des investisseurs institutionnels à des consortiums parrainés ou coparrainés par Brookfield pour des acquisitions d'actifs uniques et à titre d'associé dans des sociétés de personnes parrainées ou coparrainées par Brookfield qui visent des acquisitions correspondant à notre profil. Ces arrangements sont mus par l'ampleur du capital requis pour la conclusion d'acquisitions d'actifs liés à l'énergie renouvelable et d'autres tendances à l'échelle du secteur des infrastructures qui, selon nous, se poursuivront. De tels arrangements comportent des risques qui ne sont pas présents lorsqu'un tiers n'est pas concerné, notamment la possibilité que des partenaires ou des participants de coentreprise fassent faillite ou manquent autrement de financer leur part de l'apport en capital requis. De plus, les partenaires ou partenaires de coentreprise peuvent, en tout temps, avoir des intérêts ou des objectifs économiques ou commerciaux différents d'Énergie Brookfield et Brookfield.

Les placements par l'entremise d'une coentreprise, d'une société de personnes et d'un consortium prévoient généralement un niveau réduit de contrôle sur une société acquise, compte tenu des droits de gouvernance qui sont partagés avec d'autres ou qui peuvent dans certains cas être délégués à des tiers comme Brookfield. Par conséquent, les décisions liées à la gestion et aux activités et au moment et à la nature des sorties, sont souvent prises par vote majoritaire des investisseurs ou par des conventions

distinctes qui sont conclues à l'égard des décisions individuelles. Par exemple, lorsque nous participons avec des investisseurs institutionnels à des consortiums parrainés ou coparrainés par Brookfield pour des acquisitions d'actifs et à titre d'associé dans des sociétés de personnes parrainées ou coparrainées par Brookfield, le placement a souvent une durée précise, ce qui signifie que le placement pourrait être vendu avant la date que nous choisirions autrement. Dans le même ordre d'idées, notre investissement dans TerraForm Power, qui a été fait de concert avec nos partenaires institutionnels, n'a pas fait en sorte que BEP ait le contrôle de TerraForm Power. Ainsi, les décisions relatives à la gestion et aux activités de TerraForm Power et de ses actifs ne sont pas prises par BEP.

De plus, ces activités peuvent être assujetties au risque qu'une coentreprise, une société de personnes ou un consortium puisse prendre des décisions commerciales, financières ou de gestion avec lesquelles nous ne sommes pas d'accord ou que la direction de la société en cause puisse prendre des risques ou agir d'une manière qui ne serve pas nos intérêts. Puisque nous pourrions ne pas avoir la capacité d'exercer une emprise sur ces activités, il se peut que nous ne puissions pas réaliser une partie ou la totalité des avantages qui, selon nous, découleront de la participation de Brookfield. Si l'une des situations précédentes devait survenir, notre situation financière et nos résultats d'exploitation pourraient en souffrir.

La vente ou le transfert de participations dans certaines de nos activités en tant que coentreprises, sociétés de personnes ou arrangements consortiaux sont assujettis à des droits de préemption ou de première offre, à des droits de suite ou à des droits d'entraînement, et certaines conventions visant ces activités prévoient des clauses d'achat-vente ou d'autres clauses similaires. Ces droits peuvent être déclenchés à un moment où nous ne voulons peut être pas qu'ils soient exercés et peuvent nous empêcher de vendre notre participation dans une entité dans le délai souhaité ou selon toute autre condition désirée. De plus, les activités sont également assujetties à des droits de préemption ou à des droits en cas de défaut pouvant amener l'acquisition forcée, par la coentreprise ou des tiers, d'actifs de la coentreprise.

***Nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à des lois ou règlements étrangers dont l'application est plus onéreuse ou incertaine que celle des lois et règlements auxquels nous sommes actuellement assujettis.***

Nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont régis par des gouvernements et des autorités de réglementation à l'étranger et assujettis à des lois étrangères. Par exemple, en raison de l'acquisition de TerraForm Global, nous avons acquis des participations additionnelles de 307 MW au Brésil, de 301 MW en Inde, de 168 MW en Chine, de 178 MW en Afrique du Sud, de 40 MW en Thaïlande, de 26 MW en Uruguay et de 19 MW en Malaisie. Les lois ou règlements étrangers peuvent ne pas prévoir le même type de certitude juridique et de droits prévus par la loi, relativement à nos liens contractuels dans de tels pays, que ceux accordés à nos projets, par exemple aux États-Unis, ce qui pourrait nuire à notre capacité de générer des produits ou de faire valoir nos droits à l'égard de nos activités à l'étranger. En outre, les lois et règlements de certains pays peuvent limiter notre capacité de détenir une participation majoritaire dans certains projets que nous pourrions développer ou acquérir, limitant ainsi notre capacité de contrôler le développement, la construction et l'exploitation de ces projets. Toutes les activités existantes ou nouvelles peuvent être soumises à d'importants risques politiques, économiques et financiers, qui varient selon les pays, et peuvent comprendre les éléments suivants : (i) des changements dans les politiques, y compris les politiques protectionnistes, ou les membres du gouvernement; (ii) des changements dans la conjoncture générale; (iii) des restrictions quant au transfert ou à la conversion des devises; (iv) des changements dans les relations de travail; (v) une instabilité politique et de l'agitation civile; (vi) des changements réglementaires ou autres sur le marché local de l'électricité; (vii) des marchés financiers moins développés ou moins efficaces qu'en Amérique du Nord; (viii) l'absence de normes, de pratiques et d'exigences uniformes en matière d'information financière d'audit et de comptabilité; (ix) moins de supervision et de réglementation gouvernementale; (x) un environnement juridique ou réglementaire moins élaboré; (xi) une exposition accrue au risque de corruption; (xii) une hostilité politique envers les placements faits par des investisseurs étrangers; (xiii) une moins grande disponibilité des renseignements pour le public à l'égard des entreprises; (xiv) l'incidence négative de taux d'inflation plus élevés ou moins élevés; (xv) des coûts de transaction plus élevés; (xvi) les difficultés à faire respecter des obligations contractuelles, la violation ou la répudiation d'engagements contractuels importants par les entités gouvernementales, ainsi que l'expropriation et la confiscation d'actifs

ou d'installations pour un montant inférieur à leur juste valeur marchande; et (xvii) une protection restreinte pour les investisseurs.

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

***Nous pourrions devenir réglementés à titre de « société de placement » en vertu de la Investment Company Act (et d'autres lois similaires dans d'autres territoires), ce qui pourrait rendre irréaliste l'idée de poursuivre nos activités tel qu'il est envisagé.***

La Investment Company Act (ainsi que d'autres lois similaires dans d'autres territoires) prévoit certaines protections pour les investisseurs et impose certaines restrictions aux sociétés qui sont inscrites à titre de sociétés de placement. BEP n'est pas une « société de placement » en vertu de la Investment Company Act et n'a pas l'intention d'en devenir une. Si Énergie Brookfield devait être réputée être une société de placement en vertu de la Investment Company Act, nous pourrions devoir restreindre ou limiter de manière considérable la portée de nos activités ou de nos plans puisqu'il ne serait plus pratique pour nous de poursuivre nos activités tel qu'il est envisagé : certaines conventions que nous avons conclues avec Brookfield seraient compromises, la nature et le nombre d'acquisitions que nous serions en mesure de réaliser pour notre propre compte seraient limités et notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation seraient sérieusement compromis. Les types d'acquisition que nous pourrions réaliser seraient également limités, et nous pourrions devoir modifier notre structure organisationnelle ou céder des actifs que nous ne céderions pas autrement. Par conséquent, nous serions tenus de prendre des mesures extraordinaires afin de redresser la situation, comme modifier ou résilier notre convention-cadre de services, restructurer Énergie Brookfield et les entités de portefeuille, modifier la convention de société en commandite modifiée et reformulée d'Énergie Brookfield ou liquider Énergie Brookfield, et l'un ou l'autre de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la valeur de nos parts. Par surcroît, si Énergie Brookfield était réputée être une société de placement en vertu de la Investment Company Act, elle deviendrait imposable à titre de société par actions aux fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la valeur de nos parts.

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

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

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

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

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

## **PARTIE 8 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES**

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

Les états financiers consolidés annuels audités sont préparés conformément aux IFRS, selon lesquelles il faut poser des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés annuels audités n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du *Règlement canadien 51-102 sur les obligations d'information continue*, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, des taux d'inflation, de l'exercice final, 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, la volatilité des taux de change et d'autres facteurs parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque ». L'interdépendance de ces facteurs nous empêche de quantifier l'ampleur des répercussions globales de ces fluctuations sur les états financiers d'Énergie Brookfield de façon 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.

## ESTIMATIONS CRITIQUES

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

### i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 12, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », de nos états financiers consolidés annuels audités. La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour en savoir plus, se reporter à la note 1 r) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles », de nos états financiers consolidés annuels audités.

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

### ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation et au moment de la livraison de l'électricité. Les instruments non financiers sont évalués en fonction d'estimations des prix futurs de l'électricité calculées en tenant compte des cours proposés par les courtiers pour les années où le marché est liquide et, pour les années ultérieures, de la meilleure estimation par Énergie Brookfield des prix de l'électricité qui permettraient l'arrivée de nouveaux venus sur le marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou paierait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 5, « Gestion des risques et instruments financiers », de nos états financiers consolidés annuels audités pour de plus amples détails.

### iii) Impôt différé

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

## JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

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

### i) Préparation des états financiers consolidés

Les états financiers consolidés pour l'exercice considéré présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield. Il faut exercer du jugement pour établir

les actifs, les passifs et les transactions qui doivent être comptabilisés dans les états financiers consolidés comme faisant partie des activités d'Énergie Brookfield.

ii) Transactions sous contrôle commun

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

iii) Immobilisations corporelles

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

Énergie Brookfield détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon la méthode qu'elle juge raisonnable. En général, il s'agit d'un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés sur 20 ans. Cette période de 20 ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations d'Énergie Brookfield portent sur 20 ans et que celle-ci estime qu'un tiers raisonnable n'aurait pas de préférence quant à l'estimation des flux de trésorerie sur une plus longue période ou à l'utilisation d'une valeur finale actualisée.

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

La vision à long terme d'Énergie Brookfield repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2025 en Amérique du Nord, d'ici 2023 en Europe et d'ici 2022 au Brésil. L'année d'entrée est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les activités en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales éoliennes pour établir les prix de l'électricité de sources renouvelables des installations hydroélectriques et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout inclus de nouvelles centrales.

Les taux d'actualisation sont établis annuellement par la direction en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des centrales en exploitation. Les taux d'inflation sont aussi déterminés en fonction des taux d'inflation en cours et des attentes des économistes quant aux taux futurs. Les coûts d'exploitation sont fondés sur des budgets à long terme, majorés d'un taux d'inflation. Chaque centrale en exploitation dispose d'un plan d'immobilisations sur 20 ans auquel elle se conforme pour s'assurer que ses actifs atteignent leur durée d'utilité maximale. Les prévisions relatives aux taux de change sont faites à partir des taux au comptant et des taux à terme disponibles, extrapolés au-delà des périodes pour lesquelles ils sont disponibles. Dans le choix des intrants susmentionnés relatifs au modèle d'actualisation des flux de trésorerie, la direction doit tenir compte des faits, des tendances et des plans lorsqu'elle se penche sur la façon de dégager une juste valeur raisonnable de ses immobilisations corporelles.

iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 k), « Instruments financiers », de nos états financiers consolidés annuels audités. En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») et IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »), pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net, et pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

v) Impôt différé

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

## NOUVELLES NORMES COMPTABLES

i) IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, Énergie Brookfield a adopté IFRS 15 selon l'application rétrospective modifiée applicable aux contrats en cours au 1<sup>er</sup> janvier 2018. La nouvelle norme remplace la plupart des exigences actuelles des IFRS relativement à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, notamment IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et IAS 11, *Contrats de construction*, et les interprétations connexes. Le principe de base de la norme est qu'une entité doit comptabiliser ses produits des activités ordinaires afin de refléter le transfert des biens et services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. La norme prescrit un modèle en cinq étapes pour appliquer ces principes qui fait en sorte qu'elle doit présenter les contrats conclus avec des clients, les obligations de prestation liées au contrat, la détermination du prix de transaction, la répartition du prix de transaction aux obligations de prestation et la comptabilisation des produits des activités ordinaires lorsque toutes les obligations de prestation ont été remplies. Elle fournit des précisions quant à la comptabilisation des coûts marginaux d'obtention d'un contrat et des coûts directement liés à l'exécution d'un contrat, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. IFRS 15 s'applique à presque tous les contrats avec des clients, sauf ceux couverts par une autre norme, comme les contrats de location, les instruments financiers et les contrats d'assurance.

Le rythme et le calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires aux termes de la nouvelle norme sont comparables à la pratique antérieure. Aucun ajustement n'avait été comptabilisé au moment de l'adoption d'IFRS 15.

i) IFRS 9, *Instruments financiers*

Énergie Brookfield a adopté IFRS 9, publiée par l'IASB en 2014, laquelle donne aux utilisateurs des informations plus fiables et pertinentes aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs. La nouvelle méthode comptable a été appliquée de manière rétrospective à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 et, conformément aux dispositions transitoires d'IFRS 9, les informations comparatives n'ont pas été retraitées. L'adoption d'IFRS 9 n'avait entraîné la comptabilisation d'aucun ajustement transitoire important au 1<sup>er</sup> janvier 2018.

IFRS 9 remplace certaines dispositions d'IAS 39, liées à la comptabilisation, au classement et à l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, à la décomptabilisation des instruments financiers, à la dépréciation des actifs financiers et à la comptabilité de couverture. IFRS 9 modifie également de façon importante d'autres normes portant sur les instruments financiers, comme IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir*.

## **MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES**

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

En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui exige que le preneur comptabilise la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière selon un modèle unique, faisant disparaître la distinction actuelle entre contrats de location simple et contrats de location-financement. Le traitement comptable appliqué par le bailleur demeure essentiellement le même et la distinction entre contrats de location-financement et contrats de location simple reste inchangée. Selon IFRS 16, un preneur comptabilise un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif lié au droit d'utilisation est traité de manière similaire à d'autres actifs non financiers et amorti en conséquence. Des intérêts sont comptabilisés sur le passif. L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements locatifs sur la durée de location, selon le taux d'intérêt implicite du contrat de location. Les preneurs peuvent faire un choix de méthode comptable, par catégorie d'actif sous-jacent, et recourir à une méthode semblable à la comptabilisation des contrats de location simple en vertu d'IAS 17 et ainsi s'abstenir de comptabiliser des actifs et des passifs à l'égard de contrats de location d'une durée de 12 mois ou moins et, contrat par contrat, à l'égard des contrats pour lesquels l'actif sous-jacent a une faible valeur. IFRS 16 annule et remplace IAS 17, *Contrats de location*, et les interprétations connexes. Un preneur pourra appliquer IFRS 16 à ses contrats de location soit de façon rétrospective à chaque période antérieure pour laquelle il présente de l'information financière, soit de façon rétrospective en comptabilisant l'effet cumulatif de l'application initiale d'IFRS 16 à la date de première application. IFRS 16 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019. L'application anticipée est permise. La direction a choisi d'adopter la norme de façon rétrospective conformément au paragraphe C5(b) d'IFRS 16, en comptabilisant l'effet cumulatif de l'application initiale de la norme à la date de première application, comme un ajustement à l'état de la situation financière. Pour les contrats de location d'une durée de moins de 12 mois à partir de la date de première application qui satisfont aux conditions de l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme ou pour les contrats de location qui satisfont aux conditions de l'exemption relative à la faible valeur de l'actif sous-jacent, la direction a choisi d'appliquer la mesure de simplification pertinente à ces contrats. Ces contrats de location seront comptabilisés selon les dispositions qui s'appliquaient antérieurement aux contrats de location simple d'IAS 17. Ainsi, les paiements de loyer seront comptabilisés en charges soit selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location ou selon une autre méthode systématique. À la date de la première application, compte tenu des filiales comptabilisées comme étant détenues en vue de la vente, Énergie Brookfield prévoit comptabiliser un actif lié au droit d'utilisation de 149 millions \$ et une obligation locative correspondante de 151 millions \$.

## **CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE**

### **Évaluation des contrôles et procédures de communication de l'information**

Notre direction, avec le concours du chef de la direction et du chef de la direction des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information financière (au sens donné à l'expression correspondante dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la loi américaine *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (l'« Exchange Act »)), en date de la clôture de l'exercice visé par le présent rapport annuel. Selon cette évaluation, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, au 31 décembre 2018, nos contrôles et procédures de communication de l'information financière étaient conçus pour donner un niveau d'assurance raisonnable et qu'ils étaient efficaces, que l'information importante que nous devons présenter dans les documents que nous déposons ou soumettons aux termes de l'Exchange Act était enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus dans les règles et les formulaires de la Securities Exchange Commission, et qu'elle était accumulée puis communiquée à notre direction, y compris à notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon ce qui est approprié, pour prendre rapidement des décisions concernant la communication de l'information. Même si les contrôles et procédures de communication de l'information financière et le contrôle interne à l'égard de l'information financière étaient adéquats et efficaces, nous continuons de mettre en place des mesures pour renforcer ces processus et procédures de contrôle.

### **Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière**

Il incombe à la direction d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière, selon la définition stipulée dans la Règle 13a-15 (f) de l'Exchange Act. Sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris, en ce qui nous concerne, les personnes occupant les fonctions de principal dirigeant et de principal responsable des finances, nous avons procédé à une évaluation de l'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018, selon les critères établis en vertu du document *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Commission Treadway (cadre de 2013). En se fondant sur cette évaluation effectuée en vertu du document qui précède, la direction a conclu que notre contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2018. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière les contrôles internes des participations acquises en 2018, qui comprennent le projet éolien en Irlande du Nord d'une puissance de 23 MW et le projet éolien et solaire Biotherm en Afrique du Sud d'une puissance de 49 MW, que nous avons convenu de vendre en 2018, dont le total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, représente environ respectivement 1 % et 1 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018, et respectivement 1 % et 2 % des produits et du résultat net pour l'exercice clos à cette date.

Tous les contrôles internes, peu importe la qualité de leur conception, ont des limites inhérentes. Ainsi, même les systèmes reconnus comme étant efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers. De plus, toute projection d'une évaluation d'efficacité à l'égard de périodes futures court le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison d'un changement de situation ou que le niveau de conformité aux conventions ou procédures diminue.

### **Rapport annuel des auditeurs indépendants d'un cabinet d'experts-comptables inscrit**

L'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018 a été auditée par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables professionnels agréés, experts-comptables autorisés, qui a également audité les états financiers consolidés, comme il est mentionné dans son rapport figurant dans le présent document.

## **Limites de l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information financière**

Pour concevoir et évaluer les contrôles et procédures de communication de l'information financière, la direction reconnaît que, peu importe la manière dont ces contrôles et procédures sont conçus et exécutés, elle ne peut donner que l'assurance raisonnable de l'atteinte des objectifs de contrôle souhaités. En outre, la conception des contrôles et procédures de communication de l'information financière doit prendre en compte les contraintes de ressources et le fait que la direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les avantages des contrôles et procédures par rapport à leur coût.

## **Changements dans le contrôle interne**

Aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 n'a eu ou 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**

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.

En février 2019, Énergie Brookfield a conclu une entente visant la vente à un consortium d'acheteurs d'une seconde participation indirecte de 25 % ne donnant pas le contrôle dans un portefeuille de certains actifs hydroélectriques au Canada d'une puissance de 413 MW pour le même prix que celui de la vente de la première participation ne donnant pas le contrôle de 25 %, sous réserve d'un ajustement pour la recapitalisation des dividendes d'environ 45 millions \$ réalisée au quatrième trimestre de 2018. La clôture de la seconde participation de 25 % est assujettie à la satisfaction des conditions habituelles. Après la clôture, Énergie Brookfield conservera une participation financière de 50 % dans ce portefeuille et continuera à gérer et à exploiter les actifs du portefeuille.

## **PARTIE 9 – 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 de demander que ses parts soient rachetées pour une contrepartie en trésorerie. Si Brookfield exerce ce droit, Énergie Brookfield peut, à son gré, satisfaire à la demande de rachat au moyen de parts de société en commandite, 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 d'habitude 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 des 14 à 20 dernières années enregistrés à l'emplacement de nos projets, combinés aux données de production réelle au cours de la période d'exploitation.

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

continuent de produire conformément à leurs moyennes à long terme, lesquelles se sont avérées des indicateurs de rendement fiables.

Le risque d'une 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 une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre des activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités.

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 l'IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle in fine toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 r) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 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. Notre placement dans les sociétés TerraForm Power et TerraForm Global a donné lieu à la création du secteur énergie solaire, qui est dorénavant analysé de façon distincte. Notre placement dans First Hydro a également donné lieu à la création du secteur accumulation et divers, qui est maintenant analysé collectivement avec nos activités de cogénération et de biomasse. 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 Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. 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 6, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés annuels 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 depuis le quatrième trimestre de 2017. 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 annuels 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 10 – MISE EN GARDE**

### **MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS**

*Le présent rapport annuel 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 annuel 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 produire, 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 indue à ces informations et énoncés prospectifs, puisqu'ils comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre.*

*Les 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 à 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; l'augmentation du coût d'exploitation de nos installations; le risque que nous ne puissions pas respecter les conditions de nos permis gouvernementaux ou soyons dans l'impossibilité de les maintenir; le risque de pannes d'équipement, notamment de pannes associées aux systèmes de conversion de l'énergie éolienne et aux panneaux solaires; la rupture de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; l'exposition aux cas fortuits; le risque de subir des pertes non assurables; les fluctuations défavorables des taux de change et notre incapacité à gérer efficacement l'exposition aux devises; la disponibilité et l'accès à des installations d'interconnexion et à des réseaux de transport; des risques en matière de santé, de sûreté et de sécurité au travail et sur le plan de l'environnement; la possibilité de conflits, d'enquêtes gouvernementales ou d'organismes de réglementation et de litiges; le non-respect par les contreparties à nos contrats de leurs obligations; le*

*temps et l'argent consacrés à l'exécution de contrats à l'endroit de contreparties défaillantes et l'incertitude de l'issue de telles démarches; l'incidence des collectivités locales sur nos activités; la fraude, la subornation, la corruption, d'autres actes illégaux ou de procédés ou de systèmes internes inadéquats ou défaillants; notre dépendance aux systèmes d'exploitation informatisés, qui pourrait nous exposer à des cyberattaques; la possibilité que des technologies récemment mises au point et dans lesquelles nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique dans l'avenir; notre incapacité de financer nos activités en raison du statut des marchés financiers; les restrictions financières et d'exploitation par suite d'engagements dans nos ententes de prêt, d'emprunt et de sûreté; des variations de nos notations de crédit; notre incapacité de trouver des occasions de placement suffisantes et de conclure des transactions; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages attendus de nos transactions ou acquisitions; notre incapacité de développer de nouveaux emplacements se prêtant à l'aménagement de nouveaux projets d'électricité; 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 règlements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; les changements apportés aux politiques gouvernementales prévoyant des mesures incitatives en matière d'énergies renouvelables; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; 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 annuel, 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 annuel 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 6, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés annuels audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net.*

## RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION

### Responsabilité de la direction pour les états financiers

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

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

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

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

Le chef de la direction,



Sachin Shah

Le chef de la direction des finances,



Wyatt Hartley

Le 28 février 2019

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

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

### **Opinion sur les états financiers consolidés**

Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield »), aux 31 décembre 2018 et 2017, et des comptes consolidés de résultat, des états consolidés du résultat global, des états consolidés des variations des capitaux propres et des tableaux consolidés des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »).

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Énergie Brookfield aux 31 décembre 2018 et 2017, de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018, conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS) publiées par l'International Accounting Standards Board.

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

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (« PCAOB ») des États-Unis, le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2018, selon les critères établis dans le rapport intitulé « Internal Control – Integrated Framework » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« le cadre de 2013 »), et notre rapport daté du 28 février 2019 exprime une opinion sans réserve à son égard.

### **Adoption de nouvelles normes comptables**

Comme l'explique la note 1 des états financiers consolidés, Énergie Brookfield a changé sa méthode de comptabilisation des produits et des instruments financiers en 2018 en raison de l'adoption d'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* et d'IFRS 9, *Instruments financiers*.

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

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

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

des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à la formulation de notre opinion.

*Ernst + Young* s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables professionnels agréés  
Experts-comptables autorisés

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

Toronto, Canada  
Le 28 février 2019

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

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

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2018, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé « Internal Control – Integrated Framework » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. En se fondant sur cette évaluation, la direction est arrivée à la conclusion que le contrôle interne d'Énergie Brookfield à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2018. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation les contrôles internes des investissements réalisés en 2018, notamment le projet éolien en Irlande du Nord d'une puissance de 23 MW et le projet éolien et solaire Biotherm en Afrique du Sud d'une puissance de 49 MW que nous avons convenu de vendre en 2018, dont le total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, constitue respectivement environ 1 % et 1 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018, et respectivement 1 % et 2 % des produits et du résultat net pour l'exercice clos à cette date.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2018 a été audité par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, qui a également audité les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. a exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield en date du 31 décembre 2018.

Le chef de la direction,



Sachin Shah

Le chef de la direction des finances,



Wyatt Hartley

Le 28 février 2019

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

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

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

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») au 31 décembre 2018, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé « Internal Control – Integrated Framework » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« cadre de 2013 ») (les « critères du COSO »). À notre avis, Énergie Brookfield maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018, selon les critères du COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes du projet éolien en Irlande du Nord d'une puissance de 23 MW et du projet éolien et solaire Biotherm en Afrique du Sud d'une puissance de 49 MW acquis en 2018, qui sont compris dans les états financiers consolidés de 2018 d'Énergie Brookfield et qui constituaient environ respectivement 1 % et 1 % du total de l'actif et de l'actif net au 31 décembre 2018 et 1 % et 2 % des produits et du résultat net de l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield ne comportait pas d'évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière du projet éolien en Irlande du Nord d'une puissance de 23 MW et du projet éolien et solaire Biotherm en Afrique du Sud d'une puissance de 49 MW acquis en 2018.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (« PCAOB ») des États-Unis, les états financiers consolidés de 2018 d'Énergie Brookfield, et notre rapport daté du 28 février 2019 exprime une opinion sans réserve à leur égard.

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

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

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes exigent que l'audit soit planifié et exécuté de manière à fournir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière a été maintenu à tous les égards importants. Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'appréciation du risque de faiblesse importante, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre appréciation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à la formulation de notre opinion.

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

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

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines inexactitudes. De plus, toute projection d'une évaluation d'efficacité à l'égard de périodes futures court le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison d'un changement de situation ou que le niveau de conformité aux conventions ou procédures diminue.

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

Comptables professionnels agréés  
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada  
Le 28 février 2019

**BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.**  
**COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT**

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE				
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
	Note	2018	2017	2016
Produits	27	2 982 \$	2 625 \$	2 452 \$
Autres produits	7	50	47	64
Coûts d'exploitation directs	8	(1 036)	(978)	(1 038)
Coûts de service de gestion	27	(80)	(82)	(62)
Charge d'intérêts – emprunts	13	(705)	(632)	(606)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	19	68	2	-
Change et (perte latente) profit latent sur les instruments financiers	5	(34)	(46)	4
Amortissement des immobilisations corporelles	12	(819)	(782)	(781)
Divers	9	(82)	(15)	(46)
Recouvrement (charge) d'impôt				
Exigible	11	(30)	(39)	(44)
Différé	11	89	(49)	97
		59	(88)	53
<b>Résultat net</b>		<b>403 \$</b>	<b>51 \$</b>	<b>40 \$</b>
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	14	297 \$	53 \$	65 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	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	14	17	(23)	(29)
Actions privilégiées	14	26	26	25
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	38	28	15
Capitaux propres des commanditaires	16	24	(32)	(36)
		403 \$	51 \$	40 \$
<b>Résultat de base et dilué par part de société en commandite</b>		<b>0,13 \$</b>	<b>(0,18) \$</b>	<b>(0,23) \$</b>

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

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

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE				
(EN MILLIONS)				
	Note	2018	2017	2016
Résultat net		403 \$	51 \$	40 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles	12	4 558	872	417
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies	29	9	(2)	(2)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	11	(975)	338	(34)
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	19	426	54	7
<b>Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net</b>		<b>4 018</b>	<b>1 262</b>	<b>388</b>
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net				
Écart de conversion	10	(825)	190	986
(Pertes) profits de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	5	(5)	4	8
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	5	93	(94)	(66)
(Perte latente) profit latent sur les placements dans des titres de capitaux propres	5	(16)	(22)	61
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	5	18	(1)	(41)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	11	(19)	11	(7)
<b>Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure</b>		<b>(754)</b>	<b>88</b>	<b>941</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>		<b>3 264</b>	<b>1 350</b>	<b>1 329</b>
<b>Résultat global</b>		<b>3 667 \$</b>	<b>1 401 \$</b>	<b>1 369 \$</b>
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	14	2 004 \$	436 \$	700 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	14	8	6
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	14	683	370	275
Actions privilégiées	14	(22)	65	41
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	38	28	15
Capitaux propres des commanditaires	16	950	494	332
		<b>3 667 \$</b>	<b>1 401 \$</b>	<b>1 369 \$</b>

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

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

AUX 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Note	2018	2017
<b>Actif</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	20	173 \$	799 \$
Liquidités soumises à restrictions	21	136	181
Créances clients et autres actifs courants	22	607	554
Actifs liés à des instruments financiers	5	60	72
Montants à recevoir de parties liées	27	65	60
Actifs détenus en vue de la vente	4	920	-
		1 961	1 666
Actifs liés à des instruments financiers	5	124	113
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	19	1 569	721
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	12	29 025	27 096
Goodwill	17	828	901
Actifs d'impôt différé	11	91	177
Autres actifs non courants	23	505	230
		34 103 \$	30 904 \$
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	24	533 \$	542 \$
Passifs liés à des instruments financiers	5	27	184
Montants à payer à des parties liées	27	101	112
Emprunts de la société mère	13	6	159
Emprunts sans recours	13	489	1 517
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	4	533	-
		1 689	2 514
Passifs liés à des instruments financiers	5	111	86
Emprunts de la société mère	13	2 328	2 393
Emprunts sans recours	13	7 895	7 697
Passifs d'impôt différé	11	4 140	3 588
Autres passifs non courants	25	734	344
<b>Capitaux propres</b>			
<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	8 129	6 298
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	66	58
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	14	3 252	2 843
Actions privilégiées	14	568	616
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	707	511
Capitaux propres des commanditaires	16	4 484	3 956
		34 103 \$	30 904 \$

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

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P.



Patricia Zuccotti  
Administratrice



David Mann  
Administrateur

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

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des comman- ditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	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 net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
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	24	-	-	-	-	-	24	38	26	297	1	17	403
Autres éléments du résultat global	-	(205)	1 131	3	5	(8)	926	-	(48)	1 707	13	666	3 264
Parts privilégiées émises (note 15)	-	-	-	-	-	-	-	196	-	-	-	-	196
Achats pour annulation de parts de société en commandite (note 16)	(51)	-	-	-	-	-	(51)	-	-	-	-	-	(51)
Apports en capital (note 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	307	-	-	307
Acquisition (note 3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-	21
Distributions ou dividendes déclarés	(355)	-	-	-	-	-	(355)	(38)	(26)	(553)	(45)	(255)	(1 272)
Régime de réinvestissement des distributions	8	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	8
Divers	(315)	(69)	373	-	(10)	(3)	(24)	-	-	52	39	(19)	48
Variation au cours de l'exercice	(689)	(274)	1 504	3	(5)	(11)	528	196	(48)	1 831	8	409	2 924
Solde au 31 décembre 2018	(948) \$	(652) \$	6 120 \$	(6) \$	(34) \$	4 \$	4 484 \$	707 \$	568 \$	8 129 \$	66 \$	3 252 \$	17 206 \$
Solde au 31 décembre 2016	(257) \$	(404) \$	4 124 \$	(8) \$	(31) \$	24 \$	3 448 \$	324 \$	576 \$	5 589 \$	55 \$	2 680 \$	12 672 \$
Résultat net	(32)	-	-	-	-	-	(32)	28	26	53	(1)	(23)	51
Autres éléments du résultat global	-	26	508	(1)	2	(9)	526	-	39	383	9	393	1 350
Parts privilégiées et parts de société en commandite émises	411	-	-	-	-	-	411	187	-	-	-	-	598
Ajustements	(63)	-	-	-	-	-	(63)	-	-	-	1	62	-
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	294	-	-	294
Acquisition	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525	-	-	525
Distributions ou dividendes déclarés	(328)	-	-	-	-	-	(328)	(28)	(26)	(539)	(35)	(243)	(1 199)
Régime de réinvestissement des distributions	10	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
Divers	-	-	(16)	-	-	-	(16)	-	1	(7)	29	(26)	(19)
Variation au cours de l'exercice	(2)	26	492	(1)	2	(9)	508	187	40	709	3	163	1 610
Solde au 31 décembre 2017	(259) \$	(378) \$	4 616 \$	(9) \$	(29) \$	15 \$	3 956 \$	511 \$	616 \$	6 298 \$	58 \$	2 843 \$	14 282 \$

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

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

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des comman- ditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Place- ments disponi- bles à la vente	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 net dans une filiale société de portefeuille rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2015	(485) \$	(670) \$	4 019 \$	(7) \$	(30) \$	- \$	2 827 \$	128 \$	610 \$	2 587 \$	52 \$	2 559 \$	8 763 \$
Résultat net	(36)	-	-	-	-	-	(36)	15	25	65	-	(29)	40
Autres éléments du résultat global	-	241	105	(1)	(1)	24	368	-	16	635	6	304	1 329
Échange d'actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	49	(49)	-	-	-	-
Parts privilégiées et parts de société en commandite émises													
Produit net	657	-	-	-	-	-	657	147	-	-	-	-	804
Ajustements	(85)	-	-	-	-	-	(85)	-	-	-	2	83	-
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 621	-	-	2 621
Acquisition	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 417	-	-	1 417
Distributions ou dividendes déclarés	(281)	-	-	-	-	-	(281)	(15)	(25)	(119)	(24)	(232)	(696)
Régime de réinvestissement des distributions	9	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	-	9
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	(24)	25	-	-	-	-	1	-	-	(1 617)	-	-	(1 616)
Divers	(12)	-	-	-	-	-	(12)	-	(1)	-	19	(5)	1
Variation au cours de l'exercice	228	266	105	(1)	(1)	24	621	196	(34)	3 002	3	121	3 909
Solde au 31 décembre 2016	(257) \$	(404) \$	4 124 \$	(8) \$	(31) \$	24 \$	3 448 \$	324 \$	576 \$	5 589 \$	55 \$	2 680 \$	12 672 \$

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

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

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE				
(EN MILLIONS)				
	Note	2018	2017	2016
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net		403 \$	51 \$	40 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Amortissement des immobilisations corporelles	12	819	782	781
Perte latente sur le change et les instruments financiers	5	8	43	1
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	19	(68)	(2)	-
Charge (recouvrement) d'impôt différé	11	(89)	49	(97)
Autres éléments sans effet de trésorerie		53	(6)	27
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	19	42	31	6
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		3	5	11
Variation nette des soldes du fonds de roulement	28	(68)	(25)	(137)
		1 103	928	632
<b>Activités de financement</b>				
Dette à long terme – emprunts	13	3 261	1 874	3 477
Dette à long terme – remboursements	13	(3 527)	(1 607)	(1 975)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	300	294	2 621
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle	14	-	(5)	(1 540)
Émission de parts de société en commandite privilégiées	15	196	187	147
Émission de parts de société en commandite		-	411	657
Rachat de parts de société en commandite	16	(51)	-	-
Distributions versées :				
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	(553)	(539)	(119)
Aux porteurs d'actions privilégiées	14	(26)	(25)	(25)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	15	(37)	(26)	(12)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP	14, 16	(643)	(591)	(522)
Emprunts auprès de parties liées	13	200	-	-
Remboursements à des parties liées	13	(200)	-	-
		(1 080)	(27)	2 709
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise	3	(39)	377	(2 769)
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	19	(420)	(439)	-
Investissement dans les immobilisations corporelles	12	(235)	(355)	(369)
Produit de la cession d'actifs		23	150	-
Cession de (placements dans des) titres	5	27	(77)	(60)
Liquidités soumises à restrictions et autres		20	16	7
		(624)	(328)	(3 191)
(Perte) profit de change sur la trésorerie		(17)	3	10
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
(Diminution) augmentation		(618)	576	160
Variation nette de la trésorerie classée comme actif détenu en vue de la vente	4	(8)	-	-
Solde au début de l'exercice		799	223	63
Solde à la fin de l'exercice		173 \$	799 \$	223 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés		665 \$	611 \$	588 \$
Intérêts reçus		22 \$	27 \$	40 \$
Impôts sur le résultat payés		68 \$	48 \$	55 \$

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

## BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P. NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ANNUELS AUDITÉS

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

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

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.

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 et série 13 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
<b>APPLICATION GÉNÉRALE</b>	
1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	94
2. Principales filiales	113
3. Acquisitions	114
4. Actifs détenus en vue de la vente	118
5. Gestion des risques et instruments financiers	121
6. Informations sectorielles	131
<b>RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION</b>	
7. Autres produits	138
8. Coûts d'exploitation directs	138
9. Divers	139
10. Écart de conversion	139
11. Impôts sur le résultat	139
<b>SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE</b>	
12. Immobilisations corporelles à la juste valeur	142
13. Emprunts	145
14. Participations ne donnant pas le contrôle	149
15. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	154
16. Capitaux propres des commanditaires	154
17. Goodwill	155
18. Gestion du capital	156
19. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	157
20. Trésorerie et équivalents de trésorerie	158
21. Liquidités soumises à restrictions	158
22. Créances clients et autres actifs courants	158
23. Autres actifs non courants	159
24. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	159
25. Autres passifs non courants	160
26. Engagements, éventualités et garanties	160
<b>DIVERS</b>	
27. Transactions entre parties liées	162
28. Renseignements supplémentaires	166
29. Prestations de retraite et avantages du personnel futurs	167
30. Filiales faisant appel public à l'épargne	172
31. Événements postérieurs à la date de clôture	173

## 1. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

### a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les méthodes comptables utilisées pour préparer les états financiers consolidés sont fondées sur les IFRS en vigueur le 31 décembre 2018, qui comprennent les IFRS, les Normes comptables internationales (« IAS ») et les interprétations élaborées par l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») et le Comité permanent d'interprétation (« SIC »). Les méthodes décrites ci-après sont appliquées de façon uniforme à toutes les périodes présentées, à moins d'indication contraire.

La publication des présents états financiers consolidés a été autorisée le 28 février 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\$ », « COP », « ZAR », « THB » et « MYR » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, à la livre sterling, au réal, au peso colombien, au rand, au baht et au ringgit.

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

### b) Mode de présentation

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

#### i) Consolidation

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

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield, qui cède à Énergie Brookfield le contrôle du commandité de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), une filiale société de portefeuille. Par conséquent, Énergie Brookfield consolide les comptes de BRELP et ceux de ses filiales. De plus, BRELP a émis à l'intention de Brookfield des parts de société en commandite rachetables/échangeables qui, au gré du porteur, peuvent être rachetées par BRELP pour une contrepartie en trésorerie. Ce droit est assujéti au droit de premier refus d'Énergie Brookfield qui lui permet, à son gré, de choisir d'acquérir toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables ainsi présentées à BRELP à des fins de rachat en échange de parts de société en commandite à raison de une pour une. Comme Énergie Brookfield peut, à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées à titre de capitaux propres d'Énergie Brookfield (« Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield »).

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil, en Europe et dans d'autres pays (y compris l'Inde et la Chine). Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités pertinentes, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités. Se reporter à la note 27, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

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

#### ii) Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

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

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

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

### c) Normes comptables récemment adoptées

#### i) IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »)

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, Énergie Brookfield a adopté IFRS 15 en utilisant l'application rétrospective modifiée applicable aux contrats qui étaient en cours au 1<sup>er</sup> janvier 2018. IFRS 15 annule et remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires* et les interprétations connexes, et elle s'applique à tous les produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients, à quelques exceptions près. Conformément à IFRS 15, l'entité comptabilise les produits des activités ordinaires selon le montant de contrepartie qu'elle s'attend à recevoir de la part du client en échange de la fourniture de biens ou de services, en appliquant un modèle en cinq étapes. Selon ce modèle, elle doit présenter les

contrats conclus avec des clients, les obligations de prestation prévues au contrat, la détermination du prix de transaction, la répartition du prix de transaction aux obligations de prestation et la comptabilisation des produits des activités ordinaires lorsque toutes les obligations de prestation ont été remplies.

IFRS 15 exige des entités qu'elles exercent leur jugement et tiennent compte de tous les faits et circonstances pertinents lorsqu'elles appliquent chaque étape du modèle aux contrats conclus avec les clients. Elle fournit des précisions quant à la comptabilisation des coûts marginaux d'obtention d'un contrat et des coûts directement liés à l'exécution d'un contrat.

Le rythme et le calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires aux termes de la nouvelle norme sont comparables à la pratique antérieure. Aucun ajustement n'avait été comptabilisé au moment de l'adoption d'IFRS 15.

ii) IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »)

Énergie Brookfield a adopté IFRS 9, publiée par l'IASB en 2014, laquelle donne aux utilisateurs des informations plus fiables et pertinentes aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs. La nouvelle méthode comptable a été appliquée de manière prospective à la date de la première application, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Énergie Brookfield n'a pas retraité les informations comparatives et continue de les présenter en vertu d'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »). L'adoption d'IFRS 9 n'avait entraîné la comptabilisation d'aucun ajustement transitoire important au 1<sup>er</sup> janvier 2018.

IFRS 9 remplace certaines dispositions d'IAS 39 liées à la comptabilisation, au classement et à l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, à la décomptabilisation des instruments financiers, à la dépréciation des actifs financiers et à la comptabilité de couverture. IFRS 9 modifie également de façon importante d'autres normes portant sur les instruments financiers, comme IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir*.

#### **d) Modifications et incidence des méthodes comptables visant les instruments financiers**

##### **Classement et évaluation**

Selon IFRS 9, les actifs financiers sont évalués ultérieurement à la juste valeur par le biais du résultat net, au coût amorti ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Le classement repose sur deux critères : les objectifs économiques d'Énergie Brookfield en matière de gestion des actifs et si les flux de trésorerie contractuels des instruments correspondent uniquement à des remboursements de principal et à des versements d'intérêts sur le principal restant dû.

L'évaluation des objectifs économiques d'Énergie Brookfield a été établie au 1<sup>er</sup> janvier 2018, date de la première application de la norme. L'évaluation visant à déterminer si les flux de trésorerie contractuels des instruments d'emprunt correspondent uniquement à des remboursements de principal et à des versements d'intérêts est fondée sur les faits et circonstances au moment de la comptabilisation initiale des actifs.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2018, date de la première application, les instruments financiers et les nouvelles catégories de classement d'Énergie Brookfield selon IFRS 9 étaient les suivantes :

	Catégorie de classement		Valeur comptable selon IAS 39 et IFRS 9 (en millions \$)
	IAS 39	IFRS 9	
<b>Actifs financiers</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	JVRN	Coût amorti	799
Liquidités soumises à restrictions <sup>1</sup>	JVRN	Coût amorti	284
Créances clients et autres actifs courants	Prêts et créances	Coût amorti	554
Actifs liés à des instruments financiers – placements dans des titres de capitaux propres <sup>1, 2</sup>	Disponibles à la vente	JVAERG	159
Actifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés <sup>1, 3</sup>	JVRN	JVRN	20
Actifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés désignés comme couvertures <sup>1, 3</sup>	Instruments financiers désignés comme couvertures	Instruments financiers désignés comme couvertures	6
Montants à recevoir de parties liées	Prêts et créances	Coût amorti	60
<b>Passifs financiers</b>			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	Autres passifs	Coût amorti	542
Passifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés <sup>1, 3</sup>	JVRN	JVRN	145
Passifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés désignés comme couvertures <sup>1, 3</sup>	Instruments financiers désignés comme couvertures	Instruments financiers désignés comme couvertures	125
Montants à payer à des parties liées	Autres passifs	Coût amorti	112
Emprunts de la société mère <sup>1</sup>	Autres passifs	Coût amorti	2 552
Emprunts sans recours <sup>1</sup>	Autres passifs	Coût amorti	9 214

<sup>1)</sup> Comprend les tranches courantes et non courantes.

<sup>2)</sup> Les placements dans des titres de capitaux propres étaient désignés comme des titres disponibles à la vente dans les états financiers consolidés annuels de 2017.

<sup>3)</sup> Les instruments financiers dérivés se composent de contrats d'énergie dérivés, de swaps de taux d'intérêt et de swaps de change.

Les exigences d'IFRS 9 en matière de classement et d'évaluation n'ont pas eu d'incidence importante pour Énergie Brookfield. Celle-ci a continué d'évaluer à la juste valeur tous les actifs financiers détenus auparavant à la juste valeur selon IAS 39. Le classement et l'évaluation des passifs financiers d'Énergie Brookfield n'ont pas changé. Aucun passif financier n'a été désigné comme étant évalué à la juste valeur par le biais du résultat net.

### Dépréciation

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, Énergie Brookfield évalue de manière prospective les pertes de crédit attendues découlant de ses actifs comptabilisés au coût amorti et à la JVAERG, notamment les créances au titre des contrats de location-financement. Pour les créances clients uniquement, Énergie Brookfield applique la méthode simplifiée prévue par IFRS 9, selon laquelle les pertes attendues pour la durée de vie sont comptabilisées au moment de la comptabilisation initiale des créances. Selon la méthode simplifiée de comptabilisation des pertes de crédit attendues, les entités ne sont pas tenues de faire le suivi des variations du risque de crédit, mais doivent plutôt comptabiliser une correction de valeur chaque date de clôture en fonction des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à compter de la date de comptabilisation initiale de la créance client.

Figurent parmi les indications de dépréciation :

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

Les créances clients sont passées en revue sur le plan qualitatif au cas par cas afin de déterminer si elles doivent être sorties.

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

Le montant des pertes de crédit attendues sur les actifs financiers s'est avéré négligeable; par conséquent, aucune provision pour créances douteuses n'a été comptabilisée.

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

Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018, la documentation de la couverture comprenait l'identification de l'instrument de couverture, l'élément couvert ou la transaction couverte, la nature du risque couvert et la manière dont Énergie Brookfield évaluerait l'efficacité des variations de la juste valeur de l'instrument de couverture à compenser l'exposition aux variations de juste valeur ou de flux de trésorerie de l'élément couvert attribuables au risque couvert. Ces couvertures devaient être hautement efficaces dans la compensation des variations de juste valeur ou de flux de trésorerie et elles étaient évaluées de façon continue afin de déterminer qu'elles avaient effectivement été hautement efficaces durant toutes les périodes de présentation de l'information financière pour lesquelles elles avaient été désignées.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, la documentation précise l'instrument de couverture, l'élément couvert, la nature du risque couvert et la manière dont Énergie Brookfield procédera pour apprécier si la relation de couverture satisfait aux contraintes d'efficacité de la couverture (y compris son analyse des sources d'inefficacité de la couverture et sa façon de déterminer le ratio de couverture). Une relation de couverture doit satisfaire à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

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

Se reporter à la note 1 k) « Instruments financiers », pour de plus amples détails sur les méthodes comptables qu'Énergie Brookfield applique à la comptabilité de couverture selon IFRS 9 à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018.

#### **e) Écart de conversion**

Tous les chiffres présentés dans les états financiers consolidés et dans les tableaux des états financiers consolidés sont en millions de dollars américains, soit la monnaie fonctionnelle d'Énergie Brookfield.

Chaque établissement étranger inclus dans ces états financiers consolidés détermine sa propre monnaie fonctionnelle, et les éléments compris dans les états financiers de chaque filiale sont évalués selon cette monnaie fonctionnelle.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'amortissement des immobilisations corporelles au Brésil est calculé selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession. La durée résiduelle moyenne pondérée était de 29 ans au 31 décembre 2018 (15 ans en 2017). Comme les droits fonciers font partie de la concession ou de l'autorisation, ce coût est également assujéti à l'amortissement. En juin 2018, le gouvernement fédéral du Brésil a apporté des précisions à l'égard d'une loi qui a été adoptée en 2016, ce qui a permis à Énergie Brookfield de considérer la période de renouvellement de la concession de 30 ans non récurrente dans son évaluation de certaines de ses centrales hydroélectriques au Brésil.

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

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

### **i) Dépréciation d'actifs**

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

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

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

### **k) Instruments financiers**

Les méthodes comptables suivantes sont applicables à la comptabilisation des instruments financiers à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 selon IFRS 9. Des explications sur l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 sur les états financiers consolidés au cours de la période considérée et sur la comparaison avec IAS 39 qui est appliquée pour la période comparative figurent à la note 1 d), « Modifications et incidence des méthodes comptables visant les instruments financiers ».

#### **Comptabilisation initiale**

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

À la comptabilisation initiale, Énergie Brookfield évalue l'actif financier à sa juste valeur. Pour l'actif financier qui n'est pas classé à la JVRN, les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition de l'actif financier sont inclus à la comptabilisation initiale. Les coûts de transaction des actifs financiers comptabilisés à la JVRN sont passés en charges.

#### **Classement et évaluation**

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

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

JVAERG – Les actifs financiers détenus en vue d'atteindre un certain objectif économique, autre que les activités de négociation à court terme, sont évalués à la JVAERG. Contrairement aux titres de créance évalués à la JVAERG, les profits et les pertes ne peuvent être recyclés en résultat net. Lors de la

décomptabilisation de l'actif, les profits ou pertes cumulés sont directement transférés des AERG aux résultats non distribués.

JVRN – Les actifs financiers ne respectant pas les critères de comptabilisation au coût amorti ou à la JVAERG sont évalués à la JVRN.

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

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

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

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

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

Énergie Brookfield désigne ses dérivés comme couverture :

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

La juste valeur des divers instruments financiers dérivés utilisés à des fins de couverture et les variations de la réserve de couverture dans les capitaux propres sont présentées à la note 5, « Gestion des risques et instruments financiers ».

Lorsqu'un instrument de couverture arrive à expiration, est vendu, est résilié, ou ne respecte plus les critères de comptabilité de couverture, le cumul des profits ou pertes latents et les coûts différés liés à la

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

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

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

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

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

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

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

- iii) Inefficacité de la couverture

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

## **I) Comptabilisation des produits et des charges**

La majorité des produits sont tirés de la vente de l'électricité produite par les centrales d'Énergie Brookfield et des services auxiliaires qui y sont liés à la fois aux termes de contrats et sur le marché libre. Les obligations sont remplies à mesure que le client reçoit et consomme simultanément les avantages tandis qu'Énergie Brookfield livre de l'électricité et des produits connexes. Les produits sont comptabilisés selon

la puissance et la capacité distribuées, aux tarifs contractuels établis ou aux tarifs en vigueur dans le marché. Les produits correspondent à la contrepartie qu'Énergie Brookfield s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. Les coûts liés à l'achat d'électricité ou de combustible sont comptabilisés à la livraison. Tous les autres coûts sont comptabilisés à mesure qu'ils sont engagés.

Pour de plus amples renseignements sur les produits par région géographique, se reporter à la note 6, « Informations sectorielles ».

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

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

Brookfield Énergie conclut également des accords regroupant la vente d'électricité et de produits connexes. L'électricité, la capacité et les crédits d'énergie renouvelable faisant l'objet de conventions d'achat d'électricité sont considérés comme des obligations de prestation distinctes. Conformément à IFRS 15, le prix de transaction aux termes d'un contrat est affecté à chaque obligation de prestation distincte et comptabilisé comme des produits des activités ordinaires lorsque l'obligation de prestation est remplie, ou à mesure qu'elle est remplie. Énergie Brookfield considère la vente d'électricité et de capacité comme une série de biens distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au même rythme et évalués selon la méthode fondée sur les extrants. Énergie Brookfield considère les crédits d'énergie renouvelable comme des obligations de prestation remplies à un moment précis. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, les produits comptabilisés à un moment précis qui correspondent aux crédits renouvelables s'établissaient à 17 millions \$ (18 millions \$ en 2017). L'évaluation de la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et le transfert au client du contrôle de crédits renouvelables d'un accord intégré coïncident avec le rythme de comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de la production d'électricité sous-jacente. Par conséquent, Énergie Brookfield a établi que le rythme de la comptabilisation des produits selon IFRS 15 est comparable à celui sous IAS 18.

Les produits des activités ordinaires comptabilisés hors du champ d'application d'IFRS 15 comprennent des profits et des pertes réalisés sur les dérivés utilisés à des fins de gestion des risques des activités de production d'Énergie Brookfield associés aux prix des marchandises. Les opérations financières comprises dans les produits de l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont entraîné une diminution des produits des activités ordinaires de 21 millions \$ (16 millions \$ en 2017).

### **Soldes des contrats**

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

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

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

#### **m) Impôts sur le résultat**

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

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

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

#### **n) Regroupements d'entreprises**

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

Le goodwill est comptabilisé dans la mesure où le total de la juste valeur de la contrepartie versée, le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle et la juste valeur de toute participation

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **p) Autres éléments**

##### **i) Coûts inscrits à l'actif**

Les coûts inscrits à l'actif liés aux immobilisations en cours comprennent toutes les dépenses admissibles engagées relativement à l'aménagement et à la construction de l'actif de production d'énergie. Ces dépenses comprennent les coûts des matériaux, les coûts de main-d'œuvre directe et d'autres coûts directement attribuables à la préparation de l'actif à son usage prévu, ainsi que les coûts relatifs au démantèlement et à l'enlèvement d'immobilisations corporelles et à la remise en état du site sur lequel elles sont situées. Les intérêts et les coûts d'emprunt sont inscrits à l'actif lorsque les activités nécessaires pour préparer l'actif à son usage prévu ou à sa vente prévue sont en cours, que les dépenses liées à cet actif ont été engagées et que les fonds ont été utilisés ou empruntés pour financer la construction ou l'aménagement. Les coûts cessent d'être inscrits à l'actif lorsque celui-ci est prêt à être utilisé.

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

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

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

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

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

#### iv) Intérêts et coûts d'emprunt

Les intérêts et les coûts d'emprunt sont inscrits à l'actif lorsqu'ils sont directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'un actif qualifié. Un actif qualifié est un actif qui exige une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisé.

#### v) Provisions

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

#### vi) Produits d'intérêts

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

#### vii) Subventions gouvernementales

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

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

### **q) Estimations critiques**

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

#### i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 12,

« Immobilisations corporelles à la juste valeur ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour en savoir plus, se reporter à la note 1 r) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ».

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

#### ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation et au moment de la livraison de l'électricité. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou paierait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 5, « Gestion des risques et instruments financiers », pour de plus amples détails.

#### iii) Impôt différé

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

### **r) Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables**

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

#### i) Préparation des états financiers consolidés

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

#### ii) Transactions sous contrôle commun

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

### iii) Immobilisations corporelles

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

Énergie Brookfield détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon la méthode qu'elle juge raisonnable. En général, il s'agit d'un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés sur 20 ans. Cette période de 20 ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations d'Énergie Brookfield portent sur 20 ans et que celle-ci estime qu'un tiers raisonnable n'aurait pas de préférence quant à l'estimation des flux de trésorerie sur une plus longue période ou à l'utilisation d'une valeur finale actualisée.

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

La vision à long terme d'Énergie Brookfield repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2025 en Amérique du Nord et en Colombie, d'ici 2023 en Europe et d'ici 2022 au Brésil. L'année d'entrée est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les activités en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales éoliennes pour établir les prix de l'électricité de sources renouvelables des centrales hydroélectriques et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout inclus de nouvelles centrales.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord et en Colombie. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, compte tenu du renouvellement non récurrent d'une durée d'utilité de 30 ans visant les actifs hydroélectriques admissibles.

Les taux d'actualisation sont établis annuellement par la direction en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des centrales en exploitation. Les taux d'inflation sont aussi déterminés en fonction des taux

d'inflation en cours et des attentes des économistes quant aux taux futurs. Les coûts d'exploitation sont fondés sur des budgets à long terme, majorés d'un taux d'inflation. Chaque centrale en exploitation dispose d'un plan d'immobilisations sur 20 ans auquel elle se conforme pour s'assurer que ses actifs atteignent leur durée d'utilité maximale. Les prévisions relatives aux taux de change sont faites à partir des taux au comptant et des taux à terme disponibles, extrapolés au-delà des périodes pour lesquelles ils sont disponibles. Dans le choix des intrants susmentionnés relatifs au modèle d'actualisation des flux de trésorerie, la direction doit tenir compte des faits, des tendances et des plans lorsqu'elle se penche sur la façon de dégager une juste valeur raisonnable de ses immobilisations corporelles.

iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 k), « Instruments financiers ». En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans IFRS 9 et IAS 39, pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net et à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global ainsi que pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

v) Impôt différé

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

## s) Modifications futures de méthodes comptables

Le tableau suivant décrit brièvement les normes comptables publiées, mais non encore en vigueur. Aucune d'entre elles ne sera adoptée de façon anticipée par Énergie Brookfield.

Norme	Description	Date d'entrée en vigueur	Incidence sur les états financiers
<p>En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, <i>Contrats de location</i> (« IFRS 16 »).</p>	<p>Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16. Selon IFRS 16, le preneur doit comptabiliser la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière selon un modèle unique, faisant disparaître la distinction actuelle entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement. Le traitement comptable appliqué par le bailleur demeure essentiellement le même et la distinction entre les contrats de location-financement et les contrats de location simple reste inchangée. Selon IFRS 16, un preneur comptabilise un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif lié au droit d'utilisation est traité de manière similaire à d'autres actifs non financiers et amorti en conséquence. Des intérêts sont comptabilisés sur le passif. L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers sur la durée de location, actualisée au taux d'intérêt implicite du contrat de location ou au taux d'emprunt marginal de l'entité si le taux d'intérêt implicite ne peut être déterminé facilement. Les preneurs peuvent faire un choix de méthode comptable, par catégorie d'actif sous-jacent, et recourir à une méthode semblable à la comptabilisation des contrats de location simple en vertu d'IAS 17, <i>Contrats de location</i> (IAS 17) et ainsi s'abstenir de comptabiliser des actifs et des passifs à l'égard des contrats de location d'une durée de 12 mois ou moins, et, contrat par contrat, à l'égard des contrats pour lesquels l'actif sous-jacent a une faible valeur. Un preneur pourra appliquer IFRS 16 à ses contrats de location soit de façon rétrospective à chaque période antérieure pour laquelle il présente de l'information financière, soit de façon rétrospective en comptabilisant l'effet cumulatif de l'application initiale d'IFRS 16 à la date de première application. IFRS 16 annule et remplace IAS 17 et les interprétations connexes. Elle s'applique aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019. L'application anticipée est permise si IFRS 15 a aussi été appliquée.</p>	<p>La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019. L'adoption anticipée est permise.</p>	<p>La direction a choisi d'adopter la norme de façon rétrospective conformément au paragraphe C5(b) d'IFRS 16, en comptabilisant l'effet cumulatif de l'application initiale de la norme à la date de première application comme un ajustement à l'état de la situation financière. Pour les contrats de location d'une durée de moins de 12 mois à partir de la date de première application qui satisfont aux conditions de l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme ou pour les contrats de location qui satisfont aux conditions de l'exemption relative à la faible valeur de l'actif sous-jacent, la direction a choisi d'appliquer la mesure de simplification pertinente à ces contrats. Ces contrats de location seront comptabilisés selon les dispositions qui s'appliquaient antérieurement aux contrats de location simple d'IAS 17. Ainsi, les paiements de loyer seront comptabilisés en charges soit selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location ou selon une autre méthode systématique. À la date de la première application, compte non tenu des filiales qui sont comptabilisées comme étant détenues en vue de la vente (note 4, « Actifs détenus en vue de la vente »), Énergie Brookfield prévoit comptabiliser un actif lié au droit d'utilisation de 149 millions \$ et une obligation locative correspondante de 151 millions \$.</p>

## 2. PRINCIPALES FILIALES

Le tableau qui suit présente la liste des filiales d'Énergie Brookfield qui, de l'avis de la direction, avaient une incidence importante sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation au 31 décembre 2018 :

	Territoire de constitution, d'enregistrement ou d'activité	Pourcentage des droits de vote détenus ou contrôlés
Alta Wind VIII LLC <sup>1</sup>	Delaware	100
BIF II Safe Harbor Holdings LLC <sup>1</sup>	Delaware	100
BIF III Holtwood, LLC <sup>1</sup>	Delaware	100
BRE GLBL Holdings L.P. <sup>1</sup>	Bermudes	100
BRI Green Energy Limited <sup>1</sup>	République d'Irlande	100
Brookfield BRP Canada Corp.	Alberta	100
Brookfield Energia Comercializadora Ltda	Brésil	100
Brookfield Power US Holding America Co.	Delaware	100
Brookfield Renewable UK Hydro Limited	Angleterre et pays de Galles	100
Brookfield Smoky Mountain Hydropower LLC <sup>1</sup>	Delaware	100
Brookfield White Pine Hydro LLC <sup>1</sup>	Delaware	100
Catalyst Old River Hydroelectric Limited Partnership <sup>2</sup>	Louisiane	75
Erie Boulevard Hydropower, L.P.	Delaware	100
Great Lakes Hydro America, LLC	Delaware	100
Great Lakes Power Limited	Ontario	75
Hawks Nest Hydro LLC	Delaware	100
Isagen S.A. E.S.P. <sup>1</sup>	Colombie	99,5
Kwagis Power Limited Partnership	Colombie-Britannique	75
Énergie La Lièvre s.e.c.	Québec	100
Fiducie Mississagi Power	Québec	100
Orion Canadian Holdings 1 AIV L.P.	Ontario	100
Powell River Energy Inc.	Canada	100
Rumford Falls Hydro LLC	Delaware	100
Safe Harbor Water Power Corporation <sup>1</sup>	Pennsylvanie	100
Tangará Energia S.A. <sup>1</sup>	Brésil – São Paulo	100
Windstar Energy, LLC	Californie	100
2016 Comber Wind Limited Partnership	Ontario	100

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

<sup>2)</sup> Intérêt économique sans droit de vote détenu sous forme d'actions privilégiées et de billets garantis.

### 3. ACQUISITIONS

Les placements suivants ont été comptabilisés au moyen de la méthode d'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à la date de l'acquisition.

#### Biotherm

Énergie Brookfield a fait l'acquisition de TerraForm Global, Inc. (« TerraForm Global ») le 28 décembre 2017. Les actifs nets identifiables de TerraForm Global comprenaient des liquidités soumises à restrictions et des dépôts de 56 millions \$ liés à l'acquisition de participations majoritaires (variant de 65 % à 70 %) dans trois sociétés distinctes qui exploitent cumulativement une puissance de 49 MW d'actifs éoliens et solaires en Afrique du Sud (« Biotherm »).

En mars 2018, Énergie Brookfield a acquis Biotherm, pour une contrepartie totale de 71 millions \$. Ce montant a été versé en deux tranches et comprenait le dépôt susmentionné, soit un paiement en trésorerie de 12 millions \$ et une contrepartie différée de 3 millions \$.

Les coûts d'acquisition totaux de moins de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat.

#### Northern Ireland Wind

En mars 2018, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 100 % dans une centrale éolienne en Irlande du Nord d'une puissance de 23 MW (« Northern Ireland Wind »).

En octobre 2018, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition de Northern Ireland Wind. La contrepartie totale s'est élevée à 22 millions £ (28 millions \$). Énergie Brookfield conserve une participation donnant le contrôle d'environ 40 %.

Les coûts d'acquisition totaux de moins de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat.

#### Répartition des prix d'acquisition

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

(EN MILLIONS)	Note	Biotherm	Northern Ireland Wind	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie		12 \$	1 \$	13 \$
Créances clients et autres actifs courants		7	-	7
Immobilisations corporelles, à la juste valeur		158	53	211
Passifs courants		(3)	(4)	(7)
Tranche courante des emprunts sans recours		(3)	-	(3)
Instruments financiers		(2)	-	(2)
Emprunts sans recours		(69)	(18)	(87)
Passifs d'impôt différé		(35)	(4)	(39)
Participations ne donnant pas le contrôle		(21)	-	(21)
Juste valeur des actifs nets acquis		44	28	72
Goodwill	17	27	-	27
Prix d'acquisition		71 \$	28 \$	99 \$

## **Réalisées en 2017**

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

### **European Storage**

En août 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a acquis une participation de 25 % dans FHH Guernsey Ltd, qui détient un portefeuille de centrales d'accumulation par pompage d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni (« European Storage »). Énergie Brookfield conserve un intérêt économique d'environ 7 % dans le portefeuille. La contrepartie a totalisé 194 millions £ (248 millions \$). Des coûts d'acquisition de 1 million £ (1 million \$) ont été engagés et inscrits à l'actif.

### **TerraForm Power**

En octobre 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a réalisé l'acquisition d'une participation de 51 % dans TerraForm Power, Inc. (« TerraForm Power »). TerraForm Power est un portefeuille diversifié d'envergure composé d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 2 600 MW situés principalement aux États-Unis. Énergie Brookfield conserve un intérêt économique indirect d'environ 16 % dans TerraForm Power, pour un placement net total de 203 millions \$.

Par le passé, Énergie Brookfield avait comptabilisé sa participation indirecte dans TerraForm Power comme un placement disponible à la vente. Le changement de traitement comptable, la méthode de la comptabilisation des placements disponibles à la vente ayant été abandonnée pour celle de la mise en équivalence, a entraîné le reclassement d'un profit de 13 millions \$ de l'état du résultat global consolidé annuel audité au compte de résultat à titre d'autres produits, ce qui représente le profit cumulé sur la participation indirecte détenue auparavant. Des coûts d'acquisition de 1 million \$ ont été engagés et inscrits à l'actif.

En octobre 2017, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec la filiale de Brookfield qui contrôle en dernier ressort TerraForm Power. En vertu de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection d'un des quatre administrateurs de la filiale de Brookfield. Par conséquent, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur cette filiale.

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

### **European Wind**

En février 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 100 % dans une centrale éolienne d'une puissance de 16 MW en Irlande du Nord (« European Wind »).

En août 2017, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'European Wind qui est entrée en service en juillet 2017. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à European Wind touchés avant la date d'acquisition auraient été négligeables. La contrepartie a totalisé 24 millions £ (32 millions \$). Énergie Brookfield conserve une participation donnant le contrôle d'environ 40 % dans la centrale. Les coûts d'acquisition totaux de moins de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés, au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité.

## TerraForm Global

En décembre 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a réalisé l'acquisition d'une participation de 100 % dans TerraForm Global. TerraForm Global est un portefeuille diversifié d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 919 MW situés principalement au Brésil et en Asie. La contrepartie versée s'est établie à 657 millions \$ tandis que la juste valeur de la participation détenue auparavant était de 100 millions \$. Énergie Brookfield conserve une participation économique de 31 % dans TerraForm Global, sa quote-part de la juste valeur de la participation détenue auparavant totalisant 30 millions \$ à la date d'acquisition. La quote-part d'Énergie Brookfield de la contrepartie versée s'élevait à 202 millions \$.

Par le passé, Énergie Brookfield avait comptabilisé sa participation indirecte dans TerraForm Global comme un placement disponible à la vente. Le changement de traitement comptable, la méthode de comptabilisation des placements disponibles à la vente ayant été abandonnée pour celle de la consolidation, a entraîné le reclassement d'un profit de 2 millions \$ de l'état du résultat global consolidé annuel audité au compte de résultat à titre d'autres produits, ce qui représente le profit cumulé sur la participation indirecte détenue auparavant.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à TerraForm Global se seraient élevés à 250 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Les coûts d'acquisition totaux de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste *divers* dans le compte consolidé de résultat annuel audité.

En décembre 2017, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec une société affiliée d'Énergie Brookfield qui contrôle en dernier ressort TerraForm Global. En vertu de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des administrateurs de la filiale de Brookfield.

## Répartition des prix d'acquisition

La répartition définitive des prix d'acquisition, à la juste valeur, à l'égard des acquisitions réalisées en 2017 est la suivante :

(EN MILLIONS)	TerraForm Global	European Wind	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	611 \$	- \$	611 \$
Liquidités soumises à restrictions	90	-	90
Créances clients et autres actifs courants	62	1	63
Instruments financiers	20	-	20
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	1 208	37	1 245
Actifs d'impôt différé	18	-	18
Autres actifs non courants	94	-	94
Passifs courants	(73)	(4)	(77)
Tranche courante des emprunts sans recours	(1 183)	-	(1 183)
Instruments financiers	(15)	-	(15)
Emprunts sans recours	(5)	-	(5)
Passifs d'impôt différé	(15)	(2)	(17)
Autres passifs non courants	(54)	-	(54)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1)	-	(1)
Juste valeur des actifs nets acquis	757 \$	32 \$	789 \$

## **Réalisées en 2016**

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

### **Portefeuille en Colombie**

Le 22 janvier 2016, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels (le « consortium ») ont acquis auprès du gouvernement colombien une participation de 57,6 % (le « placement initial ») dans Isagen S.A. E.S.P. (« Isagen »). Isagen était une société ouverte en Colombie. Il s'agit de la troisième société de production d'électricité en importance en Colombie, détenant et exploitant un portefeuille de 3 032 MW, composé de centrales hydroélectriques dotées principalement de réservoirs. La production annuelle devrait s'élever à environ 15 000 GWh.

À la suite de la clôture du placement initial, le consortium était tenu de procéder à deux offres publiques d'achat (« OPA ») obligatoires à l'égard des actionnaires publics d'Isagen, au même prix par action que celui qu'il a payé pour sa participation donnant le contrôle initial de 57,6 %.

Le consortium a réalisé respectivement la première et la deuxième OPA obligatoires les 13 mai 2016 et 14 septembre 2016. En 2017, le consortium a acquis d'autres actions auprès d'actionnaires publics et a procédé à la radiation d'Isagen de la cote de la Bourse de Colombie. Compte tenu des OPA obligatoires et des actions supplémentaires, la participation du consortium s'élevait à 99,5 % au 31 décembre 2018.

Énergie Brookfield est le commandité et a le contrôle de l'entité par l'entremise de laquelle le consortium détient une participation de 99,5 % dans Isagen. Le placement d'Énergie Brookfield correspond à un intérêt économique d'environ 24 %. Les coûts d'acquisition totaux de 13 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité de 2016.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à Isagen se seraient élevés à 900 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

### **Portefeuille au Brésil**

En janvier 2016, Énergie Brookfield a acquis un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 51 MW au Brésil (« portefeuille au Brésil »). La contrepartie totale de 417 millions R\$ (103 millions \$) comprenait une tranche en trésorerie de 355 millions R\$ (88 millions \$) et une contrepartie différée de 35 millions R\$ (9 millions \$), compte tenu de l'incidence de contrats de change de 24 millions R\$ (6 millions \$). Énergie Brookfield conserve une participation de 100 % dans ce portefeuille.

Les coûts d'acquisition totaux de moins de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité de 2016.

## Portefeuille en Amérique du Nord

En avril 2016, Énergie Brookfield a acquis un portefeuille de centrales hydroélectriques d'une puissance de 296 MW en Pennsylvanie dont la production annuelle devrait s'élever à 1 109 GWh (« centrales hydroélectriques en Pennsylvanie »). L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Énergie Brookfield conserve une participation d'environ 28,6 % dans le portefeuille.

La contrepartie en trésorerie a totalisé 859 millions \$. Les coûts d'acquisition de 6 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité de 2016.

Si l'acquisition avait eu lieu au début de l'exercice, les produits provenant des centrales hydroélectriques en Pennsylvanie auraient été de 46 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

En avril 2016, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec une filiale de Brookfield qui fait partie de Brookfield Infrastructure Fund III. En vertu de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des administrateurs de l'entité qui contrôle et exploite en définitive les actifs des centrales hydroélectriques en Pennsylvanie.

## Projet de développement éolien en Europe

En septembre 2016, Énergie Brookfield a acquis un projet de développement éolien en Irlande d'une puissance de 19 MW. La contrepartie totale de 8 millions € (9 millions \$) comprenait un versement en trésorerie de 7 millions € (8 millions \$) ainsi qu'une contrepartie différée et des ajustements de fonds de roulement de 1 million € (1 million \$). L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Énergie Brookfield a conservé une participation d'environ 40 % donnant le contrôle dans cet actif. Les coûts d'acquisition totaux de moins de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité.

## Répartition des prix d'acquisition

La répartition définitive des prix d'acquisition, à la juste valeur, à l'égard des acquisitions réalisées en 2016 est la suivante :

(EN MILLIONS)	Colombie	Brésil	Pennsylvanie	Irlande	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	113 \$	4 \$	- \$	- \$	117 \$
Créances clients et autres actifs courants	174	2	1	-	177
Immobilisations corporelles à la juste valeur	4 772	100	859	10	5 741
Autres actifs non courants	15	-	-	-	15
Passifs courants	(463)	(3)	(1)	-	(467)
Emprunts sans recours	(899)	-	-	-	(899)
Passifs d'impôt différé	(1 019)	-	-	(1)	(1 020)
Autres passifs non courants	(149)	-	-	-	(149)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 417)	-	-	-	(1 417)
Juste valeur des actifs nets acquis	1 127	103	859	9	2 098
Goodwill	799	-	-	-	799
Prix d'acquisition	1 926 \$	103 \$	859 \$	9 \$	2 897 \$

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, la répartition des prix des acquisitions réalisées respectivement en 2017 et 2016 a été menée à terme. Aucun changement important à la répartition provisoire des prix d'acquisition présentée dans les états financiers consolidés annuels audités de 2017 et 2016 n'a dû être apporté à l'égard des acquisitions survenues au cours de chacun de ces exercices.

#### 4. 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 décembre 2018 :

(EN MILLIONS)	Total
<b>Actifs</b>	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 \$
Liquidités soumises à restrictions	47
Créances clients et autres actifs courants	28
Immobilisations corporelles à la juste valeur	749
Goodwill	22
Autres actifs non courants	66
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>920 \$</b>
<b>Passifs</b>	
Passifs courants	23 \$
Emprunts sans recours	360
Autres passifs non courants	150
<b>Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>533 \$</b>

Une réévaluation des immobilisations corporelles rattachées aux groupes destinés à être cédés mentionnés ci-dessous a été effectuée immédiatement avant de les classer comme étant détenus en vue de la vente, conformément à la méthode comptable que nous avons choisie, soit celle d'appliquer le modèle de réévaluation. Le montant cumulatif comptabilisé dans les autres éléments du résultat global ayant trait aux capitaux propres des commanditaires relatifs aux actifs détenus en vue de la vente est de 21 millions \$.

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

#### Portefeuille d'Afrique du Sud

En juillet 2018, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une convention dans le but de vendre sa participation donnant le contrôle dans un portefeuille d'énergie éolienne et solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 178 MW (le « portefeuille d'Afrique du Sud ») pour une contrepartie totale de 2 031 millions ZAR (environ 166 millions \$, la quote-part d'Énergie Brookfield s'élevant à environ 50 millions \$). La transaction est assujettie aux conditions de clôture, y compris l'approbation des organismes de réglementation et du prêteur. Énergie Brookfield détient une participation financière de 31 % et 100 % des droits de vote dans le portefeuille d'Afrique du Sud. Le montant au prorata de la contrepartie attribuable aux partenaires institutionnels au moment de la clôture se rapproche de leur participation financière dans le portefeuille d'Afrique du Sud. Chaque entité de projet comprise dans le portefeuille d'Afrique du Sud se compose d'une participation financière additionnelle ne donnant pas le contrôle variant de 30 % à 49 %.

### **Portefeuille en Thaïlande**

En décembre 2018, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une convention dans le but de vendre sa participation donnant le contrôle dans un portefeuille d'énergie solaire en Thaïlande d'une puissance de 40 MW (le « portefeuille en Thaïlande ») pour une contrepartie totale de 3 070 millions THB (environ 95 millions \$, la quote-part d'Énergie Brookfield s'élevant à environ 29 millions \$). La transaction est conditionnelle au respect des conditions de clôture. Le montant au prorata de la contrepartie attribuable aux partenaires institutionnels au moment de la clôture se rapproche de leur participation financière dans le portefeuille en Thaïlande. Énergie Brookfield détient une participation financière de 31 % et 100 % des droits de vote dans le portefeuille en Thaïlande.

### **Portefeuille en Malaisie**

En décembre 2018, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une convention dans le but de vendre sa participation donnant le contrôle dans un portefeuille d'énergie solaire en Malaisie d'une puissance de 19 MW (le « portefeuille en Malaisie ») pour une contrepartie totale de 154 millions MYR (environ 37 millions \$, la quote-part d'Énergie Brookfield s'élevant à environ 11 millions \$). La transaction est conditionnelle au respect des conditions de clôture. Énergie Brookfield détient une participation financière de 31 % et 100 % des droits de vote dans le portefeuille en Malaisie. Le montant au prorata de la contrepartie attribuable aux partenaires institutionnels au moment de la clôture se rapprochait de leur participation financière dans le portefeuille en Thaïlande. Chaque entité de projet comprise dans le portefeuille en Malaisie se compose d'une participation financière additionnelle ne donnant pas le contrôle variant de 5 % à 49 %.

## 5. 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.

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

#### a) Risque de marché

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

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

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

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

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

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

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net <sup>1</sup>			Incidence sur les autres éléments du résultat global <sup>1</sup>		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Augmentation de 5 %	(3) \$	(3) \$	(1) \$	(10) \$	(4) \$	(7) \$
Diminution de 5 %	3	3	1	10	4	7

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

### ii) Risque de change

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

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

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

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

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net <sup>1</sup>			Incidence sur les autres éléments du résultat global <sup>1</sup>		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Augmentation de 5 %	30 \$	4 \$	1 \$	44 \$	79 \$	51 \$
Diminution de 5 %	(30)	(4)	(1)	(44)	(79)	(51)

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

### iii) Risque de taux d'intérêt

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

Les actifs d'Énergie Brookfield consistent essentiellement en actifs physiques de longue durée. Les passifs financiers d'Énergie Brookfield sont principalement constitués de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à taux fixe grâce à des instruments financiers sur taux d'intérêt. Tous les passifs financiers non dérivés sont comptabilisés au coût amorti. Énergie Brookfield détient aussi des contrats sur taux d'intérêt pour s'assurer des taux fixes sur certaines émissions à venir de titres de créance.

Énergie Brookfield conclura des swaps de taux d'intérêt visant à réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable. Les fluctuations des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence sur les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield, principalement sur les intérêts à payer sur la dette à taux variable d'Énergie Brookfield, laquelle se limite à certains emprunts sans recours, dont la valeur totale du capital s'élevait à 3 764 millions \$ (4 176 millions \$ en 2017). De ce montant en capital, une tranche de 1 447 millions \$ (824 millions \$ en 2017) a été couverte à l'aide de swaps de taux d'intérêt. La juste valeur des passifs comptabilisés relativement aux swaps de taux d'intérêt a été calculée selon un modèle d'évaluation utilisant des taux d'intérêt observables.

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

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

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net <sup>1</sup>			Incidence sur les autres éléments du résultat global <sup>1</sup>		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Augmentation de 1 %	(10) \$	17 \$	(17) \$	42 \$	54 \$	115 \$
Diminution de 1 %	11	(17)	17	(42)	(54)	(115)

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

## b) Risque de crédit

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

Énergie Brookfield réduit au minimum le risque de crédit lié aux contreparties par le choix, la surveillance et la diversification des contreparties, et par l'utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques d'atténuation des risques de crédit. De même, les conventions d'achat d'électricité d'Énergie Brookfield sont examinées régulièrement et sont conclues presque exclusivement avec des clients qui ont un historique de crédit de longue date ou une notation de première qualité, ce qui limite le risque de non-recouvrement. Pour de plus amples renseignements sur le solde des créances clients d'Énergie Brookfield, se reporter à la note 22, « Créances clients et autres actifs courants ».

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

(EN MILLIONS)	2018	2017
Créances clients et autres créances à court terme	493	442
Montants à recevoir de parties liées	65	60
Autres actifs non courants	402	-
	960 \$	502 \$

## c) Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque qu'Énergie Brookfield ne puisse pas combler des besoins de trésorerie ou s'acquitter d'une obligation à son échéance. Le risque de liquidité est atténué par les soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield et par son accès à des facilités de crédit non utilisées. Pour de plus amples renseignements sur la tranche non utilisée des facilités de crédit, se reporter à la note 13, « Emprunts ». Énergie Brookfield veille aussi à avoir accès aux marchés financiers et maintient une solide note de crédit de première qualité.

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

## OBLIGATIONS EN MATIÈRE DE TRÉSORERIE

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

AU 31 DÉCEMBRE 2018 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	533 \$	- \$	- \$	533 \$
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1</sup>	27	57	54	138
Montants à payer à des parties liées	101	-	-	101
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions	1	4	10	15
Emprunts de la société mère <sup>1</sup>	6	1 344	990	2 340
Emprunts sans recours <sup>1</sup>	489	2 806	5 164	8 459
Intérêts à payer sur les emprunts <sup>2</sup>	577	1 906	1 684	4 167
<b>Total</b>	<b>1 734 \$</b>	<b>6 117 \$</b>	<b>7 902 \$</b>	<b>15 753 \$</b>

AU 31 DÉCEMBRE 2017 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	542 \$	- \$	- \$	542 \$
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1</sup>	184	62	24	270
Montants à payer à des parties liées	112	-	-	112
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions	1	3	10	14
Emprunts de la société mère <sup>1</sup>	159	1 563	835	2 557
Emprunts sans recours <sup>1</sup>	1 517	3 024	4 744	9 285
Intérêts à payer sur les emprunts <sup>2</sup>	634	1 924	1 697	4 255
<b>Total</b>	<b>3 149 \$</b>	<b>6 576 \$</b>	<b>7 310 \$</b>	<b>17 035 \$</b>

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

<sup>2)</sup> Correspondent au total des intérêts qui devraient être versés sur la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon des taux d'intérêt estimés.

### Informations sur la juste valeur

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

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

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

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

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

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

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

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

(EN MILLIONS)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	2018	2017
<b>Actifs évalués à la juste valeur :</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	173 \$	- \$	- \$	173 \$	799 \$
Liquidités soumises à restrictions <sup>1</sup>	181	-	-	181	284
Actifs liés à des instruments financiers <sup>2, 3</sup>					
Contrats d'énergie dérivés	-	3	-	3	-
Swaps de taux d'intérêt	-	9	-	9	6
Swaps de change	-	55	-	55	20
Placements dans des titres de capitaux propres <sup>2</sup>	60	57	-	117	159
Immobilisations corporelles	-	-	29 025	29 025	27 096
<b>Passifs évalués à la juste valeur :</b>					
Passifs liés à des instruments financiers <sup>3</sup>					
Contrats d'énergie dérivés	-	(22)	-	(22)	(19)
Swaps de taux d'intérêt	-	(116)	-	(116)	(155)
Swaps de change	-	-	-	-	(96)
Contrepartie éventuelle <sup>4</sup>	-	-	(3)	(3)	(18)
<b>Actifs pour lesquels la juste valeur est présentée :</b>					
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence <sup>5</sup>	703	-	-	703	278
<b>Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :</b>					
Emprunts de la société mère	(1 640)	(727)	-	(2 367)	(2 641)
Emprunts sans recours	(370)	(8 326)	-	(8 696)	(9 838)
<b>Total</b>	<b>(893) \$</b>	<b>(9 067) \$</b>	<b>29 022 \$</b>	<b>19 062 \$</b>	<b>15 875 \$</b>

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

<sup>2)</sup> Les montants du niveau 2 comprennent les placements du Brookfield Infrastructure Debt Fund.

<sup>3)</sup> Comprennent les montants courants et non courants.

<sup>4)</sup> Comprennent les regroupements d'entreprises et l'extinction des obligations en 2021 et 2024.

<sup>5)</sup> 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

## Information sur les instruments financiers

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

(EN MILLIONS)	2018		2017	
	Actif	Passif	Actif (passif) net	Actif (passif) net
Contrats d'énergie dérivés	3 \$	22 \$	(19) \$	(19) \$
Swaps de taux d'intérêt	9	116	(107)	(149)
Swaps de change	55	-	55	(76)
Placements dans des titres de capitaux propres	117	-	117	159
Total	184	138	46	(85)
Moins : tranche courante	60	27	33	(112)
Tranche non courante	124 \$	111 \$	13 \$	27 \$

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

(EN MILLIONS)	Note	2018	2017	2016
Solde au début de l'exercice		(85)\$	(28)\$	(145)\$
Augmentations (diminutions) de la position nette du passif au titre des instruments financiers :				
(Perte latente) profit latent par le biais des autres éléments du résultat global sur les placements dans des titres de capitaux propres	a)	(16)	(20)	52
(Perte latente) par le biais du résultat net sur les contrats d'énergie dérivés	b)	(3)	(5)	-
(Perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les contrats d'énergie dérivés	b)	-	(17)	(28)
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de taux d'intérêt	c)	17	1	(7)
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de taux d'intérêt	c)	14	18	(1)
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de change	d)	76	(29)	3
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de change	d)	87	(94)	(61)
Acquisitions, règlements et autres		(44)	89	159
Solde à la fin de l'exercice		46 \$	(85)\$	(28)\$
Actifs liés à des instruments financiers désignés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global :				
Placements dans des titres de capitaux propres	a)	117	159	136
Actifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	b)	3 \$	- \$	3 \$
Swaps de taux d'intérêt	c)	-	1	1
Swaps de change	d)	32	19	10
Positions nettes		35 \$	20 \$	14 \$
Actifs dérivés désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	b)	- \$	- \$	5 \$
Swaps de taux d'intérêt	c)	9	5	6
Swaps de change	d)	23	1	39
Positions nettes		32 \$	6 \$	50 \$
Passifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	b)	(7)\$	(5)\$	(3)\$
Swaps de taux d'intérêt	c)	(82)	(107)	(2)
Swaps de change	d)	-	(33)	(6)
Positions nettes		(89)\$	(145)\$	(11)\$
Passifs dérivés désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	b)	(15)\$	(14)\$	(2)\$
Swaps de taux d'intérêt	c)	(34)	(48)	(176)
Swaps de change	d)	-	(63)	(39)
Positions nettes		(49)\$	(125)\$	(217)\$
Total des instruments financiers, montant net		46 \$	(85)\$	(28)\$

#### a) Placements dans des titres de capitaux propres

Les placements dans des titres de capitaux propres sont détenus en vue d'atteindre un objectif économique donné, mis à part les opérations de négociation à court terme, et sont désignés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Les profits et les pertes ne peuvent être recyclés en résultat net. Lors de la décomptabilisation de l'actif correspondant, les profits ou pertes cumulés sont directement transférés des AERG aux résultats non distribués.

Pour les périodes comparatives présentées conformément à IAS 39, les placements dans des titres de capitaux propres sont classés comme des titres disponibles à la vente et ont fait l'objet d'un test de dépréciation chaque date de clôture. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, des profits de 2 millions \$ (profits de 9 millions \$ en 2016) liés aux titres disponibles à la vente avaient été reclassés des autres éléments du résultat global au résultat net.

## b) Contrats d'énergie dérivés

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

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, des pertes de 6 millions \$ liés aux contrats d'énergie dérivés ont été réalisés et reclassés des autres éléments du résultat global aux produits dans les comptes consolidés de résultat (profits de 23 millions \$ en 2017 et de 48 millions \$ en 2016).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2018, des pertes latentes de 14 millions \$ (pertes de 9 millions \$ en 2017 et profits de 6 millions \$ en 2016) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des contrats d'énergie dérivés devraient être réglées ou reclassées en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des prix du marché.

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

Contrats d'énergie dérivés	31 décembre 2018
Valeur comptable (actif/passif)	(15) \$
Montant notionnel – en millions de dollars américains	188
Montant notionnel – en GWh	5 024
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice (\$/MWh)	37
Dates d'échéance	janv. 2019-déc. 2020
Ratio de couverture	1 :1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur	(8)
Variation de la juste valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture	9

La perte découlant de l'inefficacité de la couverture comptabilisée au poste « perte latente sur les instruments financiers » dans les comptes consolidés de résultat liée aux contrats d'énergie dérivés (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 s'est élevée à 2 millions \$.

### **c) Couvertures de taux d'intérêt**

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

Il existe un lien économique entre les éléments couverts et les instruments de couverture puisque les conditions des couvertures de taux d'intérêt correspondent à celles des emprunts à taux fixe correspondants (c.-à-d., montant notionnel, échéance, dates de paiement et dates de révision). Énergie Brookfield a établi un ratio de couverture de 1:1 pour les relations de couverture étant donné que le risque sous-jacent des swaps de taux d'intérêt correspond parfaitement aux risques couverts. Pour tester l'efficacité de la couverture, Énergie Brookfield utilise un dérivé hypothétique et compare les variations de la juste valeur des instruments de couverture aux variations de la juste valeur des éléments couverts qui sont attribuables aux risques couverts.

L'inefficacité de la couverture peut découler :

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

Au 31 décembre 2018, des contrats d'une exposition notionnelle totale de 1 444 millions \$ étaient en cours (1 704 millions \$ en 2017), y compris 383 millions \$ (780 millions \$ en 2017) liés à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture. Le taux d'intérêt fixe moyen pondéré résultant de ces contrats est de 3,6 % (4,5 % en 2017 et 2,5 % en 2016).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les fluctuations nettes liées aux couvertures de flux de trésorerie réalisées et reclassées des autres éléments du résultat global à la charge d'intérêt – emprunts dans les comptes consolidés de résultat se sont traduites par des pertes de 14 millions \$ (20 millions \$ en 2017 et 16 millions \$ en 2016).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2018, des pertes latentes de 10 millions \$ (18 millions \$ en 2017 et 110 millions \$ en 2016) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de taux d'intérêt devraient être réglées ou reclassées en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments au résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

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

Swaps de taux d'intérêt	31 décembre 2018
Valeur comptable (actif/passif)	(25) \$
Montant notionnel – \$	178
Montant notionnel – \$ CA <sup>1</sup>	151
Montant notionnel – € <sup>1</sup>	377
Montant notionnel – £ <sup>1</sup>	99
Montant notionnel – COP <sup>1</sup>	256
Dates d'échéance	août 2019-sept. 2036
Ratio de couverture	
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur	8
Variation de la juste valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture	(2)

<sup>1)</sup> Les montants notionnels des couvertures de taux d'intérêt libellées en monnaies étrangères sont présentés en dollars américains équivalents en fonction du taux de change au comptant au 31 décembre 2018.

Le profit découlant de l'inefficacité de la couverture comptabilisée au poste « perte latente sur les instruments financiers » dans les comptes consolidés de résultat lié aux contrats sur taux d'intérêt (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 s'est élevé à 9 millions \$.

#### d) Swaps de change

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

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

Au 31 décembre 2018, des contrats d'une valeur notionnelle totale de 1 844 millions \$ étaient en cours (2 306 millions \$ en 2017), y compris des valeurs notionnelles de 957 millions \$ (718 millions \$ en 2017) liées à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture.

Aucun profit latent ni aucune perte latente comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de change ne devraient être réglés ou reclassés en résultat net au cours des 12 prochains mois (pertes de 48 millions \$ en 2017 et de 1 million \$ en 2016). Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments au résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

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

Swaps de change	31 décembre 2018
Valeur comptable (actif/passif)	23 \$
Montant notionnel des couvertures du dollar canadien <sup>1</sup>	419
Montant notionnel des couvertures de l'euro <sup>1</sup>	221
Montant notionnel des couvertures de la livre sterling <sup>1</sup>	247
Dates d'échéance	janv. 2019-déc. 2019
Ratio de couverture	1:1
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice	
Contrats de change à terme de gré à gré (\$ CA/\$)	1,34
Contrats de change à terme de gré à gré (€/€)	0,82
Contrats de change à terme de gré à gré (£/\$)	0,76

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

Le tableau suivant présente un rapprochement des réserves au titre des capitaux propres des porteurs de parts de société en commandite qui sont touchées par les instruments financiers :

(EN MILLIONS)	Couvertures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Écart de conversion
Solde au 31 décembre 2017	(29) \$	15 \$	(378) \$
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des :			
Contrats d'énergie dérivés	(1)	-	-
Swaps de taux d'intérêt	1	-	-
Swaps de change	-	-	42
Montants reclassés en résultat net	7	-	-
Réévaluation des emprunts désignés	-	-	87
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères	-	-	(324)
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres évalués à la JVAERG	-	(8)	-
Incidence fiscale	(2)	-	(10)
Divers	(10)	(3)	(69)
Solde au 31 décembre 2018	(34) \$	4 \$	(652) \$

## 6. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

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). Notre placement dans les sociétés TerraForm Power et TerraForm Global a donné lieu à la création du secteur énergie solaire, qui est dorénavant analysé de façon distincte. Notre placement dans First Hydro a également donné lieu à la création du secteur accumulation, qui est maintenant analysé collectivement avec nos activités de cogénération et de biomasse. 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 au prorata depuis le quatrième trimestre de 2017. 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 les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements 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 l'exercice clos le 31 décembre 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 IFRS <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne							Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				
Produits	893	244	216	219	73	42	12	146	85	-	1 930	(286)	1 338	2 982
Autres produits	12	5	4	2	11	-	-	5	-	7	46	(7)	11	50
Coûts d'exploitation directs	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(34)	(36)	(23)	(653)	86	(469)	(1 036)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	207	20	227
BAIIA ajusté	619	173	126	157	57	33	8	117	49	(16)	1 323	-	900	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(80)	(80)	-	-	(80)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(45)	(17)	(99)	(486)	82	(301)	(705)
Impôt exigible	(4)	(9)	(2)	(1)	(2)	-	1	-	-	-	(17)	3	(16)	(30)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(38)	(38)	-	-	(38)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(26)	(26)	-	-	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(85)	(12)	(97)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(571)	(571)
Fonds provenant des activités	443	142	86	93	38	24	5	72	32	(259)	676	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(231)	(136)	(18)	(122)	(43)	(13)	(2)	(40)	(23)	(2)	(630)	96	(285)	(819)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(1)	(1)	7	2	9	(10)	3	(9)	(2)	-	(2)	(3)	(29)	(34)
Recouvrement d'impôt différé	(1)	1	18	20	2	-	-	21	-	24	85	(50)	54	89
Divers	(21)	(3)	(6)	(11)	(1)	-	(2)	(11)	(9)	(23)	(87)	19	(14)	(82)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(62)	-	(62)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	274	274
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	189	3	87	(18)	5	1	4	33	(2)	(260)	42	-	-	42

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 68 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 297 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :

(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 IFRS <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne									
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	945	243	191	161	46	26	8	59	-	1 679	(74)	1 020	2 625
Autres produits	1	12	2	-	-	-	-	6	19	40	(11)	18	47
Coûts d'exploitation directs	(281)	(77)	(94)	(42)	(20)	(4)	(2)	(32)	(25)	(577)	28	(429)	(978)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	-	57
BAIIA ajusté	665	178	99	119	26	22	6	33	(6)	1 142	-	609	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	(82)	(82)	-	-	(82)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(180)	(18)	(42)	(45)	(10)	(6)	(3)	(14)	(89)	(407)	21	(246)	(632)
Impôt exigible	1	(12)	(5)	-	(1)	-	(1)	-	-	(18)	1	(22)	(39)
Distributions attribuables aux éléments suivants :													
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	(28)	(28)	-	-	(28)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	(26)	(26)	-	-	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22)	-	(22)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(341)	(341)
Fonds provenant des activités	486	148	52	74	15	16	2	19	(231)	581	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(220)	(142)	(26)	(90)	(25)	(7)	(4)	(25)	-	(539)	22	(265)	(782)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(12)	(3)	(3)	1	(14)	-	(1)	-	(15)	(47)	2	(1)	(46)
Charge d'impôt différé	(67)	2	(10)	28	5	-	1	-	16	(25)	(3)	(21)	(49)
Divers	(17)	(8)	6	(4)	4	2	(3)	-	(6)	(26)	12	(1)	(15)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(33)	-	(33)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288	288
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	170	(3)	19	9	(15)	11	(5)	(6)	(236)	(56)	-	-	(56)

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 2 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 53 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :

(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 IFRS <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Accumulation et divers	Siège social				Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	819	187	192	151	56	17	58	1	1 481	(37)	1 008	2 452
Autres produits	24	13	3	-	-	-	(1)	8	47	-	17	64
Coûts d'exploitation directs	(295)	(70)	(107)	(36)	(24)	(4)	(26)	(24)	(586)	16	(468)	(1 038)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	21
BAIIA ajusté	548	130	88	115	32	13	31	(15)	942	-	557	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)	-	-	(62)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(177)	(24)	(36)	(41)	(14)	(7)	(12)	(91)	(402)	12	(216)	(606)
Impôt exigible	(4)	(9)	(6)	-	-	-	-	-	(19)	-	(25)	(44)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	-	-	(15)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(25)	(25)	-	-	(25)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(316)	(316)
Fonds provenant des activités	367	97	46	74	18	6	19	(208)	419	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(244)	(125)	(31)	(80)	(38)	(4)	(18)	-	(540)	11	(252)	(781)
Change et perte latente sur les instruments financiers	1	-	1	-	-	-	2	-	4	-	-	4
Charge (recouvrement) d'impôt différé	31	7	6	49	6	-	-	(21)	78	-	19	97
Divers	(27)	(5)	3	4	6	(1)	(2)	(4)	(26)	(2)	(18)	(46)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	-	(9)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251	251
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	128	(26)	25	47	(8)	1	1	(233)	(65)	-	-	(65)

<sup>1)</sup> 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 65 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau suivant présente de l'information 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										
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
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 à la juste valeur	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 l'exercice clos le 31 décembre 2018 :														
Nouvelles immobilisations corporelles	96	7	30	11	10	-	-	9	3	6	172	(16)	145	301
Au 31 décembre 2017 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie	21 \$	14 \$	40 \$	18 \$	19 \$	7 \$	103 \$	90 \$	11 \$	7 \$	330 \$	(30) \$	499 \$	799 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	11 396	1 303	1 908	1 798	482	304	11	602	625	-	18 429	(1 451)	10 118	27 096
Total de l'actif	11 709	1 574	2 149	1 888	532	443	31	765	691	180	19 962	(1 040)	11 982	30 904
Total des emprunts	3 049	447	200	1 005	233	192	9	499	253	2 552	8 439	(848)	4 175	11 766
Autres passifs	2 188	354	180	333	101	16	9	74	51	234	3 540	(191)	1 507	4 856
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :														
Nouvelles immobilisations corporelles	90	8	59	6	34	-	-	-	13	10	220	(10)	144	354

## Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par région géographique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
États-Unis	926 \$	871 \$	786 \$
Colombie	896	797	819
Canada	428	480	442
Brésil	429	366	269
Europe	126	111	136
Asie	177	-	-
	2 982 \$	2 625 \$	2 452 \$

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 déc. 2018	31 déc. 2017
États-Unis	12 705 \$	11 131 \$
Colombie	6 665	5 401
Canada	5 705	5 810
Brésil	3 553	3 479
Europe	1 624	1 332
Asie	342	664
	30 594 \$	27 817 \$

## 7. AUTRES PRODUITS

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Produits d'intérêts et divers	22 \$	32 \$	41 \$
Profit sur les placements disponibles à la vente	-	15	-
Profits réalisés au règlement de contrats de change	28	-	23
	50 \$	47 \$	64 \$

## 8. COÛTS D'EXPLOITATION DIRECTS

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

(EN MILLIONS)	Note	2018	2017	2016
Activités, entretien et administration		581 \$	567 \$	553 \$
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres		142	161	149
Achat de combustible et d'électricité <sup>1</sup>		289	226	313
Frais de commercialisation de l'énergie	27	24	24	23
		1 036 \$	978 \$	1 038 \$

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

## 9. DIVERS

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Coûts de transaction	2 \$	9 \$	22 \$
Variation de la juste valeur des immobilisations corporelles	44	33	36
Divers	36	(27)	(12)
	82 \$	15 \$	46 \$

## 10. ÉCART DE CONVERSION

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

(EN MILLIONS)	Note	2018	2017	2016
Écart de conversion sur ce qui suit :				
Immobilisations corporelles à la juste valeur	12	(1 512) \$	506 \$	1 186 \$
Emprunts	13	537	(282)	(244)
Passifs et actifs d'impôt différé	11	184	(82)	(157)
Autres actifs et passifs		(34)	48	201
		(825) \$	190 \$	986 \$

## 11. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Recouvrement (charge) d'impôt applicable à l'élément suivant :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée	(30) \$	(39) \$	(44) \$
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – création et reprise des différences temporaires	2 \$	8 \$	71 \$
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	95	(42)	35
Lié à des différences temporaires non comptabilisées et à des pertes fiscales	(8)	(15)	(9)
	89 \$	(49) \$	97 \$
Total du recouvrement (de la charge) d'impôt	59 \$	(88) \$	53 \$

Les principales composantes du recouvrement (de la charge) d'impôt différé pour les exercices clos les 31 décembre comptabilisées directement dans les autres éléments du résultat global s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(2) \$	(4) \$	2 \$
Divers	(20)	15	(7)
Écart de réévaluation			
Création et reprise des différences temporaires	(1 117)	(248)	(55)
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	54	586	19
	(1 085) \$	349 \$	(41) \$

(La charge) le recouvrement d'impôt au taux effectif d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre est différent(e) du recouvrement au taux prévu par la loi en raison des différences suivantes :

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
(Charge) recouvrement d'impôt au taux prévu par la loi <sup>1</sup>	(100) \$	(50) \$	5 \$
Diminution (augmentation) découlant des éléments suivants :			
Augmentation des actifs d'impôt non comptabilisés	(8)	(15)	(9)
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur	95	(37)	43
Résultat des filiales imposé à différents taux	75	14	14
Divers	(3)	-	-
Recouvrement (charge) d'impôt au taux effectif	59 \$	(88) \$	53 \$

<sup>1)</sup> La charge d'impôt au taux prévu par la loi est calculée au taux d'imposition applicable au résultat dans les pays concernés.

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à (17,15) % (63,31 % en 2017 et 384,03 % en 2016). Le taux d'imposition effectif est inférieur au taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux, des changements législatifs au cours de l'exercice visant les taux d'imposition et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

Le tableau suivant présente la date d'expiration, s'il y a lieu, des actifs d'impôt différé non comptabilisés aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
De 2019 à 2023	3 \$	8 \$	- \$
2024 et par la suite	85	108	98
	88 \$	116 \$	98 \$

Les actifs et passifs d'impôt différé des différences temporaires suivantes ont été comptabilisés dans les états financiers consolidés pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Pertes autres qu'en capital	Écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable	(Passifs) actifs nets d'impôt différé
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2016	458 \$	(2 996) \$	(2 538) \$
Comptabilisés en résultat net	24	73	97
Comptabilisés dans les capitaux propres	17	(48)	(31)
Regroupements d'entreprises	-	(1 020)	(1 020)
Écart de conversion	-	(160)	(160)
Au 31 décembre 2016	499	(4 151)	(3 652)
Comptabilisés en résultat net	(97)	48	(49)
Comptabilisés dans les capitaux propres	13	341	354
Regroupements d'entreprises	79	(63)	16
Écart de conversion	14	(94)	(80)
Au 31 décembre 2017	508	(3 919)	(3 411)
Comptabilisés en résultat net	(60)	149	89
Comptabilisés dans les capitaux propres	1	(985)	(984)
Regroupements d'entreprises	-	73	73
Écart de conversion	(20)	204	184
Au 31 décembre 2018	429 \$	(4 478) \$	(4 049) \$

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 3 685 millions \$ (2 561 millions \$ en 2017 et 2 948 millions \$ en 2016) découlant de réévaluations d'immobilisations corporelles comptabilisées dans les capitaux propres.

La différence temporaire imposable attribuable à la participation d'Énergie Brookfield dans ses filiales, succursales, entreprises associées et coentreprises s'élève à 3 398 millions \$ (1 549 millions \$ en 2017 et 1 380 millions \$ en 2016). Aucun passif d'impôt différé n'a été comptabilisé dans les états financiers au titre de cette différence temporaire imposable.

## 12. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

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

(EN MILLIONS)	Notes	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Divers <sup>1</sup>	Total <sup>2</sup>
Au 31 décembre 2015		14 847 \$	3 233 \$	- \$	278 \$	18 358 \$
Ajouts		269	71	-	18	358
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	5 731	10	-	-	5 741
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global						
Variation de la juste valeur		190	187	-	54	431
Change		1 114	21	-	51	1 186
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net						
Variation de la juste valeur		(17)	(10)	-	(9)	(36)
Amortissement des immobilisations corporelles		(565)	(199)	-	(17)	(781)
Au 31 décembre 2016		21 569 \$	3 313 \$	- \$	375 \$	25 257 \$
Ajouts		253	95	-	6	354
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	-	670	575	-	1 245
Cessions		-	(338)	-	-	(338)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global						
Variation de la juste valeur		828	91	-	(32)	887
Change		332	177	-	(3)	506
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net						
Variation de la juste valeur		(20)	(8)	-	(5)	(33)
Amortissement des immobilisations corporelles		(563)	(197)	-	(22)	(782)
Au 31 décembre 2017		22 399 \$	3 803 \$	575 \$	319 \$	27 096 \$
Ajouts		212	36	47	6	301
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	-	125	86	-	211
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente	4	-	(58)	(691)	-	(749)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global						
Variation de la juste valeur		3 775	466	313	4	4 558
Change		(1 138)	(256)	(77)	(41)	(1 512)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net						
Variation de la juste valeur		(33)	(20)	-	(8)	(61)
Amortissement des immobilisations corporelles		(536)	(236)	(25)	(22)	(819)
Au 31 décembre 2018		24 679 \$	3 860 \$	228 \$	258 \$	29 025 \$

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

<sup>2)</sup> Comprend des immobilisations incorporelles de 11 millions \$ (13 millions \$ en 2017 et 14 millions \$ en 2016) et des actifs en construction de 388 millions \$ (601 millions \$ en 2017 et 663 millions \$ en 2016).

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

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

	Amérique du Nord		Colombie		Brésil		Europe	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Taux d'actualisation <sup>1</sup>								
Visés par contrat	4,8 % - 5,6 %	4,9 % - 6,0 %	9,6 %	11,3 %	9,0 %	8,9 %	4,0 % - 4,3 %	4,1 % - 4,5 %
Non visés par contrat	6,4 % - 7,2 %	6,5 % - 7,6 %	10,9 %	12,6 %	10,3 %	10,2 %	5,8 % - 6,1 %	5,9 % - 6,3 %
Taux de capitalisation final <sup>2</sup>	6,1 % - 7,1 %	6,2 % - 7,5 %	10,4 %	12,6 %	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
Date de sortie	2038	2037	2038	2037	2047	2032	2033	2031

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

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

Le tableau ci-après résume l'incidence d'une variation des taux d'actualisation, des prix de l'électricité et des taux de capitalisation finaux sur la juste valeur des immobilisations incorporelles.

(EN MILLIONS)	2018				
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation	(770) \$	(180) \$	(80) \$	(20) \$	(1 050) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation	840	190	80	20	1 130
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie	800	440	100	20	1 360
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie	(800)	(440)	(100)	(20)	(1 360)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final <sup>1</sup>	(210)	(30)	-	-	(240)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final <sup>1</sup>	230	30	-	-	260

(EN MILLIONS)	2017				
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation	(710) \$	(130) \$	(50) \$	(20) \$	(910) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation	770	130	50	20	970
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie	620	370	70	20	1 080
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie	(620)	(370)	(70)	(20)	(1 080)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final <sup>1</sup>	(180)	(20)	-	-	(200)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final <sup>1</sup>	190	20	-	-	210

<sup>1)</sup> Le taux de capitalisation final ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques aux États-Unis, au Canada et en Colombie.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques aux États-Unis, au Canada et en Colombie. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, majoré de la durée du renouvellement de 30 ans non récurrent visant la majorité de nos actifs hydroélectriques. En novembre 2016, le gouvernement fédéral du Brésil a adopté une nouvelle loi permettant une prolongation non récurrente des licences liées à l'autorisation des centrales hydroélectriques comptant une puissance installée de 5 MW à 50 MW. Ce n'est qu'après que le gouvernement fédéral du Brésil a clarifié sa position par rapport aux exigences techniques et celles liées aux coûts associées à la prolongation de l'autorisation en juin 2018 qu'Énergie Brookfield a considéré la prolongation non récurrente de 30 ans dans l'évaluation de ses actifs hydroélectriques pertinents au Brésil. La durée résiduelle moyenne pondérée de l'autorisation ou de la durée d'utilité de l'actif de concession au 31 décembre 2018, compte tenu du renouvellement de

30 ans non récurrent pour les actifs hydroélectriques touchés, était de 29 ans (15 ans en 2017). Par conséquent, aucune valeur finale n'est attribuée aux actifs hydroélectriques au Brésil à la fin de la durée de l'autorisation.

Le tableau ci-dessous résume le pourcentage du total de la production visée par contrat aux termes de conventions d'achat d'électricité au 31 décembre 2018 :

	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
De 1 an à 10 ans	57 %	22 %	69 %	72 %
De 11 ans à 20 ans	34 %	0 %	35 %	25 %

Le tableau suivant résume les prix de l'électricité provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme qui sont directement liées à des actifs de production d'énergie connexes :

Par MWh <sup>1</sup>	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
De 1 an à 10 ans	83 \$	201 000 COP	286 R\$	93 €
De 11 ans à 20 ans	80	-	397	111

<sup>1)</sup> Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

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

Par MWh <sup>1</sup>	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
De 1 an à 10 ans	68 \$	252 000 COP	287 R\$	79 €
De 11 ans à 20 ans	116	354 000	452	92

<sup>1)</sup> Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

La vision à long terme d'Énergie Brookfield est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2022 à 2025. Une variation d'une autre année ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 150 millions \$ (160 millions \$ en 2017).

Si les immobilisations corporelles réévaluées d'Énergie Brookfield avaient été évaluées selon le coût historique, la valeur comptable, déduction faite de l'amortissement cumulé, se serait établie comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Hydroélectricité	11 888 \$	12 740 \$
Énergie éolienne	2 753	3 030
Énergie solaire	260	621
Divers <sup>1</sup>	246	312
	15 147 \$	16 703 \$

<sup>1)</sup> Comprend les immobilisations de biomasse et de cogénération.

## 13. EMPRUNTS

### Emprunts de la société mère

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts de la société mère aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018				2017			
	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	3,3	4,4	727 \$	727 \$	2,6	4,5	887 \$	887 \$
Billets à moyen terme								
Série 3 (200 \$ CA)	-	-	- \$	- \$	5,3	0,8	159 \$	163 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	17,9	110	124	5,8	18,9	119	144
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	1,8	330	342	5,1	2,8	358	382
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	3,1	293	309	4,8	4,1	318	344
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	6,4	293	288	3,8	7,4	318	321
Série 10 (500 \$ CA)	3,6	8,0	367	357	3,6	9,0	398	400
Série 11 (300 \$ CA)	4,3	10,0	220	220	-	-	-	-
	4,4	6,5	1 613 \$	1 640 \$	4,5	6,4	1 670 \$	1 754 \$
Total des emprunts de la société mère			2 340	2 367			2 557	2 641
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>1</sup>			(6)				(5)	
Déduire : tranche courante			(6)				(159)	
			2 328 \$				2 393 \$	

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

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Emprunts de la société mère			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	5 \$	6 \$	5 \$
Autres coûts de financement	2	-	2
Amortissement des coûts de financement	(1)	(1)	(1)
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	6 \$	5 \$	6 \$

#### Facilités de crédit

En juin 2018, Énergie Brookfield a prolongé d'un an, soit jusqu'au 30 juin 2023, les facilités de crédit de la société mère d'un montant en capital totalisant 1,7 milliard \$. Ces facilités de crédit sont destinées aux fins générales du fonds de roulement et aux fins d'émission de lettres de crédit. Les facilités de crédit portent intérêt au taux applicable, majoré de la marge applicable. La marge applicable est établie selon la note attribuée aux titres d'emprunt à long terme de premier rang non garantis d'Énergie Brookfield. À l'heure actuelle, elle est de 1,20 %.

En mai 2018, Énergie Brookfield a conclu une entente visant une facilité de lettres de crédit garanties par un organisme de crédit à l'exportation d'un montant de 300 millions \$. Au 31 décembre 2018, un montant de 201 millions \$ avait été utilisé sur cette facilité, qui est dorénavant utilisée en remplacement de la facilité de crédit renouvelable d'Énergie Brookfield.

En décembre 2018, Énergie Brookfield a prolongé de un an, jusqu'en décembre 2019, l'échéance de la facilité de crédit non garantie confirmée d'un montant en capital de 400 millions \$ fournie par Brookfield Asset Management. Le taux d'intérêt correspond au TIOL, majoré jusqu'à 2 %. Au 31 décembre 2018, Énergie Brookfield avait remboursé tous les montants empruntés aux termes de la facilité de crédit non renouvelable et non garantie d'un montant en capital de 400 millions \$, majorés de l'intérêt. Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a également placé en dépôt un montant de 200 millions \$ auprès

d'Énergie Brookfield, lequel a depuis été remboursé en totalité, y compris l'intérêt couru. La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués aux termes de la facilité de crédit pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a totalisé 8 millions \$ (1 million \$ en 2017). Après le 31 décembre 2018, Brookfield Asset Management a placé des fonds en dépôt auprès d'Énergie Brookfield d'un montant de 251 millions \$.

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.

Le tableau qui suit résume la portion non utilisée des facilités de crédit de la société mère aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Facilités de crédit autorisées de la société mère <sup>1</sup>	2 100 \$	2 090 \$
Emprunts effectués aux termes des facilités de crédit de la société mère <sup>1</sup>	(721)	(685)
Lettres de crédit émises	(8)	(193)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	1 371 \$	1 212 \$

<sup>1)</sup> Les montants sont garantis par Énergie Brookfield. Ne tiennent pas compte d'un montant de 6 millions \$ (202 millions \$ en 2017) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par 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 30 « Filiales faisant appel public à l'épargne »). Finco peut rembourser de temps à autre une partie ou la totalité des emprunts, conformément aux modalités de l'acte de fiducie. Le solde est exigible à l'échéance et les intérêts sur les emprunts de la société mère sont payés semestriellement. Les billets à terme à payer par Finco sont garantis sans condition par Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP ») et certaines autres filiales.

Le 20 septembre 2018, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de billets à moyen terme de série 11 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (231 millions \$), assortis d'un taux d'intérêt fixe de 4,25 % et venant à échéance en janvier 2029. Il s'agit de la première émission d'une obligation verte par Énergie Brookfield afin d'obtenir du financement.

En novembre 2018, Énergie Brookfield a remboursé à l'échéance des billets à moyen terme d'un capital de 200 millions \$ CA (153 millions \$).

### **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 aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018				2017			
	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)		
<b>Emprunts sans recours</b>								
Hydroélectricité	6,1	9,2	6 318 \$	6 517 \$	6,3	8,8	6 392 \$	6 813 \$
Énergie éolienne	4,7	10,8	1 908	1 951	5,8	9,7	2 211	2 343
Énergie solaire	6,0	7,1	142	133	11,1	7,6	643	643
Accumulation et divers	4,0	4,9	91	95	8,4	17,8	39	39
<b>Total</b>	<b>5,7</b>	<b>9,5</b>	<b>8 459 \$</b>	<b>8 696 \$</b>	<b>6,5</b>	<b>9,0</b>	<b>9 285 \$</b>	<b>9 838 \$</b>
Ajouter : primes non amorties <sup>1</sup>			1				1	
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>1</sup>			(76)				(72)	
Déduire : tranche courante			(489)				(1 517)	
			<b>7 895 \$</b>				<b>7 697 \$</b>	

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

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

(EN MILLIONS)	2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
<b>Emprunts sans recours</b>							
Hydroélectricité	306	446	164	491	1 084	3 827	6 318
Énergie éolienne	169	119	129	128	161	1 202	1 908
Énergie solaire	13	-	4	-	-	125	142
Accumulation et divers	1	1	77	1	1	10	91
	<b>489 \$</b>	<b>566 \$</b>	<b>374 \$</b>	<b>620 \$</b>	<b>1 246 \$</b>	<b>5 164 \$</b>	<b>8 459 \$</b>

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
<b>Emprunts sans recours</b>			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	72 \$	74 \$	54 \$
Autres coûts de financement	21	16	41
Amortissement des coûts de financement	(12)	(14)	(17)
Écart de conversion et autres	(5)	(4)	(4)
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	<b>76 \$</b>	<b>72 \$</b>	<b>74 \$</b>

Le 19 janvier 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement associé à sa centrale d'accumulation par pompage au Royaume-Uni d'une puissance de 2,1 GW comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence en contractant des emprunts sans recours de 60 millions £ (83 millions \$) et une facilité de lettre de crédit de 90 millions £ (125 millions \$). Les emprunts sans recours viennent à échéance en 2021 et portent intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 2,75 %.

Le 29 janvier 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement de 130 millions R\$ (40 millions \$) à l'égard d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 19 MW en cours de construction au Brésil. L'emprunt porte intérêt à un taux de la TJLP, majoré de 2,15 %, et vient à échéance en 2038.

Le 15 février 2018, Énergie Brookfield a conclu un refinancement associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 296 MW aux États-Unis. Le financement consistait en une obligation verte capitalisée à l'échéance d'un montant de 350 millions \$ portant intérêt à un taux de 4,5 % et venant à échéance en 2033. Le produit a été affecté au remboursement du montant en capital de 315 millions \$, et l'excédent a été distribué aux investisseurs.

Le 22 février 2018, TerraForm Global a émis des billets de premier rang d'un montant en capital de 400 millions \$ portant intérêt à un taux de 6,13 % et venant à échéance en mars 2026. Avec la trésorerie en caisse, le produit a été affecté au remboursement du montant de 760 millions \$ lié aux billets de premier rang portant intérêt à un taux de 9,75 % et venant à échéance en 2022. De plus, TerraForm Global a conclu une facilité de crédit renouvelable de 45 millions \$ venant à échéance en février 2021.

Le 27 février 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement d'obligations associé aux activités en Colombie. Le financement consistait en obligations non garanties de premier rang d'un capital de 750 milliards COP (262 millions \$) dont les échéances sont de 7, 12 et 30 ans et portent intérêt respectivement à un taux de 7,12 %, à un taux fondé sur l'IPC majoré de 3,56 % et à un taux fondé sur l'IPC majoré de 3,99 %.

Le 20 avril 2018, Énergie Brookfield a réalisé un refinancement d'un montant de 160 millions R\$ (47 millions \$) associé à une centrale hydroélectrique au Brésil d'une puissance de 120 MW. L'emprunt porte intérêt au taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré de 2,00 %, et vient à échéance en octobre 2023.

Au cours du deuxième trimestre de 2018, Énergie Brookfield a réalisé un refinancement visant des emprunts bancaires jusqu'à concurrence de 1 762 milliards COP (634 millions \$) associé aux activités en Colombie. Les nouveaux emprunts viennent à échéance entre 2025 et 2030 à des taux fondés sur l'IBR majoré d'une fourchette de 2,97 % à 3,70 %.

Le 31 août 2018, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un emprunt s'élevant à 338 milliards COP (111 millions \$) associé aux activités en Colombie. Cet emprunt amortissable porte intérêt à 7,48 % et vient à échéance en août 2025.

Le 14 septembre 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement de 250 millions R\$ (60 millions \$) associé à la centrale hydroélectrique au Brésil. Cette obligation non garantie porte intérêt à 113 % du certificat de dépôt interbancaire et vient à échéance en septembre 2023.

Le 28 septembre 2018, Énergie Brookfield a accru sa dette associée à un portefeuille éolien en Ontario d'une puissance de 166 MW par la voie d'un placement privé d'un montant de 60 millions \$ CA (46 millions \$). La dette porte intérêt à un taux fixe de 4,86 % et vient à échéance en août 2031.

Le 26 octobre 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement de 29 millions £ (37 millions \$) associé à l'acquisition d'une centrale éolienne en Irlande du Nord d'une puissance de 23 MW. La dette vient à échéance en septembre 2036 et porte intérêt au TIOL en GBP, majoré d'une marge de 1,85 %.

Le 26 novembre 2018, Énergie Brookfield a réalisé une émission de papier commercial d'un montant en capital de 250 milliards COP (77 millions \$) associée aux activités en Colombie. Le papier commercial porte intérêt au taux fondé sur l'IBR, majoré de 0,70 %, et est d'une durée de 330 jours.

Le 11 décembre 2018, Énergie Brookfield a prolongé de deux ans, jusqu'en janvier 2023, l'échéance d'un emprunt auprès d'une banque locale de 593 milliards COP (186 millions \$) et d'un emprunt bancaire de 196 millions \$ associés aux activités en Colombie. La tranche libellée en COP porte intérêt au taux fondé sur l'IBR, majoré de 3,50 %, alors que la tranche libellée en dollars américains porte intérêt au TIOL, majoré de 2,50 %.

Le 12 décembre 2018, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 190 millions \$ associé à un portefeuille hydroélectrique aux États-Unis d'une puissance de 377 MW. L'emprunt porte intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 3,00 % et vient à échéance en décembre 2022.

Le 20 décembre 2018, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 150 millions \$ CA (111 millions \$) associé à un portefeuille hydroélectrique au Canada d'une puissance de 488 MW. L'emprunt porte intérêt au taux CDOR, majoré d'une marge de 1,40 %, et vient à échéance en novembre 2020.

Le 20 décembre 2018, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 160 millions \$ CA (119 millions \$) associé à un portefeuille hydroélectrique au Canada d'une puissance de 351 MW. L'emprunt porte intérêt au taux CDOR, majoré d'une marge de 1,60 %, et vient à échéance en juin 2023.

### Renseignements supplémentaires

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

(EN MILLIONS)	1 <sup>er</sup> janvier	Flux de trésorerie liés aux activités de financement, montant net	Sans effet de trésorerie				31 décembre
			Acquisitions	Détenus en vue de la vente	Cession	Divers <sup>1</sup>	
<b>2018</b>							
Emprunts de la société mère	2 552 \$	(88)	-	-	-	(130)	2 334 \$
Emprunts sans recours	9 214 \$	(178)	90	(360)	-	(382)	8 384 \$
<b>2017</b>							
Emprunts de la société mère	2 229 \$	191	-	-	-	132	2 552 \$
Emprunts sans recours	7 953 \$	76	1 188	-	(173)	170	9 214 \$

<sup>1)</sup> Comprend le change et l'amortissement de la prime et des coûts de financement non amortis.

### 14. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8 129 \$	6 298 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	66	58
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	2 843
Actions privilégiées	568	616
	12 015 \$	9 815 \$

Le 31 octobre 2018, Énergie Brookfield a conclu la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada. Une contrepartie en trésorerie de 390 millions \$ CA a été reçue de la part des actionnaires ne détenant pas le contrôle. Une réévaluation des immobilisations corporelles connexes a été effectuée immédiatement avant la vente conformément à notre décision d'appliquer la méthode de réévaluation. À la conclusion de la vente, Énergie Brookfield a comptabilisé un profit de 11 millions \$ directement dans les capitaux propres.

*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 2015	958 \$	1 441 \$	- \$	- \$	121 \$	- \$	- \$	67 \$	2 587 \$
Résultat net	(18)	(16)	15	-	16	47	19	2	65
Autres éléments du résultat global	46	228	-	-	2	148	205	6	635
Apports en capital	-	74	1 074	-	-	1 473	-	-	2 621
Acquisition	-	-	-	-	-	-	1 417	-	1 417
Distributions	(23)	(73)	(7)	-	(12)	-	-	(4)	(119)
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	-	-	3	-	-	7	(1 627)	-	(1 617)
Au 31 décembre 2016	963 \$	1 654 \$	1 085 \$	- \$	127 \$	1 675 \$	14 \$	71 \$	5 589 \$
Résultat net	(29)	(13)	33	-	12	47	-	3	53
Autres éléments du résultat global	(76)	269	111	-	2	78	(1)	-	383
Apports en capital	-	89	186	-	-	19	-	-	294
Acquisition	-	-	525	-	-	-	-	-	525
Distributions	(8)	(317)	(88)	-	(7)	(115)	-	(4)	(539)
Acquisition des actions d'Isagen	-	-	(1)	-	-	(5)	5	-	(1)
Divers	-	-	1	-	-	2	(9)	-	(6)
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 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	43-60 %	23-71 %	25-44 %	25 %	53 %	0,5 %	20-50 %	-

Les tableaux suivants résument certaines informations financières relatives aux filiales en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle qui ont de l'importance pour Énergie Brookfield.

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infrastructure Fund	Brookfield Infrastructure Fund II	Brookfield Infra- structure Fund III <sup>1</sup>	Portefeuille hydro- électrique au Canada	The Catalyst Group	Isagen <sup>2</sup>	Divers	Total
Participations détenues par des tiers	75-80 %	43-60 %	69-71 %	25-44 %	25 %	76 %	20-50 %	
Établissement	États-Unis Brésil	États-Unis Brésil Europe	États-Unis Brésil Inde Chine	Canada	États-Unis	Colombie	États-Unis Brésil Canada	
Exercice clos le 31 décembre 2016 :								
Produits	118 \$	394 \$	28 \$	- \$	164 \$	819 \$	27 \$	1 550 \$
Résultat net	(22)	(23)	(8)	-	62	110	5	124
Total du résultat global	37	356	(8)	-	70	502	31	988
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	(18)	(16)	(5)	-	16	86	2	65
Exercice clos le 31 décembre 2017 :								
Produits	123 \$	430 \$	53 \$	- \$	135 \$	797 \$	32 \$	1 570 \$
Résultat net	(34)	(20)	18	-	47	89	7	107
Total du résultat global	(133)	529	126	-	57	236	-	815
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	(29)	(13)	13	-	12	67	3	53
Au 31 décembre 2017 :								
Immobilisations corporelles à la juste valeur	1 667 \$	5 153 \$	2 149 \$	- \$	964 \$	5 401 \$	411 \$	15 745 \$
Total de l'actif	1 718	5 430	3 294	-	1 066	6 526	426	18 460
Total des emprunts	556	2 040	1 502	-	413	1 858	42	6 411
Total du passif	628	2 422	1 678	-	432	3 336	63	8 559
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	850 \$	1 682 \$	1 138 \$	- \$	134 \$	2 424 \$	70 \$	6 298 \$
Exercice clos le 31 décembre 2018 :								
Produits	157 \$	447 \$	311 \$	38 \$	142 \$	896 \$	21 \$	2 012 \$
Résultat net	2	17	19	15	56	331	2	442
Total du résultat global	95	544	898	25	(16)	1 290	16	2 852
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	1	9	15	6	14	251	1	297
Au 31 décembre 2018 :								
Immobilisations corporelles à la juste valeur	1 687 \$	5 553 \$	2 322 \$	1 679 \$	875 \$	6 665 \$	253 \$	19 034 \$
Total de l'actif	1 737	5 831	3 725	1 975	982	7 717	293	22 260
Total des emprunts	536	1 979	838	924	369	1 744	70	6 460
Total du passif	582	2 395	1 441	1 933	387	3 548	88	10 374
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	900 \$	1 929 \$	1 641 \$	314 \$	124 \$	3 169 \$	52 \$	8 129 \$

<sup>1)</sup> Compte non tenu de l'information liée à Isagen, qui est présentée séparément.

<sup>2)</sup> Les participations détenues par des tiers dans Isagen totalisaient 75,9 % au 31 décembre 2018 et étaient composées à 22,9 % de Brookfield Infrastructure Fund III, à 52,5 % des investisseurs institutionnels d'Isagen et à 0,5 % d'autres participations ne donnant pas le contrôle.

*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.

Les capitaux propres consolidés comprennent les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont détenues entièrement par Brookfield, qui a le droit, à son gré, de racheter ces parts pour une contrepartie en trésorerie. Aucune part de société en commandite rachetable/échangeable n'a été rachetée pour une contrepartie en trésorerie. Puisque ce droit de rachat est assujéti au droit de premier refus d'Énergie Brookfield et qu'Énergie Brookfield peut, à son gré, régler la demande de rachat en contrepartie de parts de société en commandite qu'elle détient, à raison de une pour une, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées à titre de capitaux propres selon IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité sont présentées à titre de participations ne donnant pas le contrôle puisque Brookfield tire des avantages directs et assume les risques relatifs au rendement sous-jacent de BRELP. Les parts de société en commandite émises par Énergie Brookfield et les parts de société en commandite rachetables/échangeables émises par sa filiale BRELP comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards, sauf en ce qui concerne le droit de rachat décrit précédemment. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité donnent droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de société en commandite d'Énergie Brookfield.

Au 31 décembre 2018, 2 651 506 parts de société en commandite (2 651 506 au 31 décembre 2017) et 129 658 623 parts de société en commandite rachetables/échangeables (129 658 623 au 31 décembre 2017) étaient en circulation.

*Distributions*

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	5 \$	5 \$
Distributions incitatives	40	30
	45 \$	35 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	255 \$	243 \$
	300 \$	278 \$

Le tableau suivant résume certaines informations financières relatives aux participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield :

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	2 982 \$	2 625 \$	2 452 \$
Résultat net	403	51	40
Résultat global	3 667	1 401	1 369
Résultat net attribuable aux éléments suivants <sup>1</sup> :			
Participation de commandité	1	(1)	-
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	17	(23)	(29)
Aux 31 décembre :			
Immobilisations corporelles à la juste valeur	29 025 \$	27 096 \$	
Total de l'actif	34 103	30 904	
Total des emprunts	10 718	11 766	
Total du passif	16 897	16 622	
Valeur comptable des éléments suivants <sup>2</sup> :			
Participation de commandité	66	58	
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	3 252	2 843	

<sup>1)</sup> Réparti en fonction de la moyenne pondérée de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite de respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 180,2 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 173,5 millions en 2017 et 2,7 millions, 129,7 millions et 156,4 millions en 2016).

<sup>2)</sup> Répartie en fonction de la participation de commandité, du nombre de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de parts de société en commandite en circulation de respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 178,8 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 180,4 millions en 2017).

### Actions privilégiées

Aux 31 décembre, les actions privilégiées d'Énergie Brookfield comprenaient les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») suivantes :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable au	
				2018	2017	2018	2017
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	avril 2020	4 \$	4 \$	100 \$	108 \$
Série 2 (113 \$ CA) <sup>1</sup>	4,51	4,29	avril 2020	3	3	83	90
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	juillet 2019	8	8	182	197
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	avril 2018	4	4	75	82
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	juillet 2018	7	7	128	139
	31,03			26 \$	26 \$	568 \$	616 \$

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

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2018, 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 décembre 2018.

## 15. 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 distributions cumulatives (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Distributions déclarées pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable au 31 décembre	
				2018	2017	2018	2017
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	avril 2018	4 \$	4 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	janvier 2021	7	8	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	juillet 2021	9	8	147	147
Série 11 (250 \$ CA)	10,00	5,00	avril 2022	9	8	187	187
Série 13 (250 \$ CA)	10,00	5,00	avril 2023	9	-	196	-
	37,89			38 \$	28 \$	707 \$	511 \$

Le 16 janvier 2018, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 13 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 13 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (201 millions \$). Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 7 millions \$ CA (5 millions \$), y compris la rémunération versée aux preneurs fermes. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2023. Par la suite, le taux de distribution sera fixé 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 3,00 %, et ii) 5,00 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs parts de société en commandite privilégiées de série 13 en des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 14 (les « parts privilégiées de série 14 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2023 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 14 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 3,00 %.

Au 31 décembre 2018, aucune part de société en commandite privilégiée de catégorie A, série 5 n'avait été rachetée.

## 16. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

### *Capitaux propres des commanditaires*

Au 31 décembre 2018, un total de 178 821 204 parts de société en commandite étaient en circulation (180 388 361 au 31 décembre 2017), dont 56 068 944 parts étaient détenues par Brookfield (56 068 944 au 31 décembre 2017). Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, 289 641 parts de société en commandite (302 037 en 2017) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions à un coût total de 8 millions \$ (10 millions \$ en 2017).

Au 31 décembre 2018, 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 décembre 2018, 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. Aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, qui est arrivée à échéance le 28 décembre 2018, Énergie Brookfield a racheté 1 856 798 parts de société en commandite négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York, pour un coût total de 51 millions \$ (néant en 2017). Énergie Brookfield a racheté 20 000 parts de société en commandite additionnelles le 28 décembre 2018 mais ne les avait pas annulées au 31 décembre 2018.

### Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Brookfield	110 \$	101 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	245	227
	355 \$	328 \$

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 0,10 \$ par part de société en commandite, qui prendra effet pour la distribution versée en mars 2019.

## 17. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Notes	Total
Solde au 31 décembre 2016		896 \$
Écart de conversion		5
Solde au 31 décembre 2017		901 \$
Acquis dans le cadre d'une acquisition	3	27
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente	4	(22)
Écart de conversion		(78)
Solde au 31 décembre 2018		828 \$

La répartition du prix d'acquisition de Biotherm (note 3 – Acquisitions) comprend un passif d'impôt différé de 35 millions \$. Celui-ci s'explique par le fait que la base fiscale de l'actif net de Biotherm était considérablement inférieure à la juste valeur de celui-ci à la date d'acquisition. Selon IFRS 3, ce passif d'impôt différé est calculé conformément à IAS 12 et n'est pas évalué à sa juste valeur. Selon IAS 12, une provision doit être constituée pour toutes les différences entre la valeur comptable des actifs et des passifs acquis autres que le goodwill découlant d'un regroupement d'entreprises et leur valeur fiscale nominale, qu'il en résulte ou non une augmentation (ou une diminution) de l'impôt exigible ou des flux de trésorerie

liés à l'impôt. La juste valeur du passif d'impôt différé serait inférieure à sa valeur nominale, et Énergie Brookfield a établi qu'un goodwill au montant de 27 millions \$ découle essentiellement de cette différence.

## **18. GESTION DU CAPITAL**

Les principaux objectifs d'Énergie Brookfield par rapport à la gestion du capital consistent à s'assurer de la durabilité de son capital en vue de soutenir les activités poursuivies, de respecter ses obligations financières, de saisir les occasions de croissance et d'offrir des distributions stables à ses porteurs de parts de société en commandite. Le capital d'Énergie Brookfield est surveillé au moyen du ratio d'endettement consolidé et du ratio d'endettement du siège social. Au 31 décembre 2018, ses ratios s'établissaient respectivement à 34 % et 20 % (respectivement 40 % et 24 % en 2017).

Énergie Brookfield a consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de ses prêteurs en ce qui a trait aux emprunts de la société en commandite et à ses facilités de crédit. Aux termes des clauses restrictives, Énergie Brookfield doit respecter des ratios d'endettement minimaux. Les filiales d'Énergie Brookfield ont consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de leurs prêteurs en ce qui a trait à leurs emprunts sans recours. Ces clauses restrictives varient d'une convention de crédit à l'autre et comprennent des ratios de couverture du service de la dette. Certains prêteurs ont également imposé des exigences qui obligent Énergie Brookfield et ses filiales à maintenir des comptes de réserve relativement à la dette et aux dépenses d'investissement. Dans l'éventualité où les filiales ne respecteraient pas les clauses restrictives, les conséquences pourraient notamment se traduire par une limitation des distributions versées par les filiales à Énergie Brookfield ainsi que le remboursement de l'encours de la dette. Énergie Brookfield est tributaire des distributions versées par ses filiales pour assurer le service de sa dette.

Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des actifs ayant contracté des financements sans recours qui étaient en défaut avant l'acquisition. Au 31 décembre 2018, les emprunts affichaient un solde en capital de 183 millions \$ et venaient à échéance entre 2026 et 2031. Ces emprunts ne respectaient toujours pas certaines clauses restrictives du fait d'enjeux existants avant l'acquisition de TerraForm Global, notamment des problèmes avec les entrepreneurs dans le cadre de contrats d'ingénierie, de fourniture d'équipements et de construction. Les soldes des emprunts rattachés au portefeuille d'Afrique du Sud ont été classés comme des passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4, « Actifs détenus en vue de la vente ». Au 31 décembre 2018, les soldes ont été classés dans les passifs courants dans les états financiers consolidés annuels audités. Au 31 décembre 2018, le solde total de ces emprunts s'élevait à 13 millions \$. Énergie Brookfield travaille actuellement de concert avec tous les prêteurs pour remédier à ces manquements et lever les restrictions relatives aux projets. Mis à part les manquements susmentionnés, au 31 décembre 2018, Énergie Brookfield respectait toutes les clauses restrictives financières importantes.

La stratégie d'Énergie Brookfield en 2018, qui était la même qu'au cours de l'exercice 2017, consistait à respecter les mesures aux 31 décembre présentées dans le tableau ci-après :

(EN MILLIONS)	Siège social		Consolidé	
	2018	2017	2018	2017
Emprunts de la société mère	2 334 \$	2 552 \$	2 334 \$	2 552 \$
Emprunts sans recours	-	-	8 384	9 214
	2 334	2 552	10 718	11 766
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>1</sup>	-	-	4 049	3 411
Capitaux propres				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	8 129	6 298
Actions privilégiées	568	616	568	616
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	707	511	707	511
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts <sup>2</sup>	7 802	6 857	7 802	6 857
Total de la structure du capital	11 411 \$	10 536 \$	31 973 \$	29 459 \$
Ratio d'endettement	20 %	24 %	34 %	40 %

<sup>1)</sup> Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé.

<sup>2)</sup> Les capitaux propres attribuables aux porteurs de parts comprennent les capitaux propres attribuables aux capitaux propres des commanditaires, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux participations de commandité.

## 19. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

Le tableau suivant présente les variations des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield :

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Solde au début de l'exercice	721 \$	206 \$	197 \$
Participation	420	469	-
Quote-part du résultat net	68	2	-
Quote-part des autres éléments du résultat global	426	56	8
Dividendes reçus	(42)	(31)	(6)
Écart de conversion et autres	(24)	19	7
Solde à la fin de l'exercice	1 569 \$	721 \$	206 \$

Les tableaux suivants résument l'ensemble des produits bruts, du résultat net et des actifs et passifs des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence :

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	1 305 \$	310 \$	74 \$
Résultat net	223	(24)	-
Quote-part du résultat net <sup>1</sup>	68	2	-

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

(EN MILLIONS)	2018	2017
Aux 31 décembre :		
Actifs courants	682 \$	477 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	11 999	8 098
Autres actifs	608	213
Passifs courants	1 080	687
Emprunts sans recours	6 078	4 294
Autres passifs	1 197	822

## 20. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	2018	2017
Trésorerie	127 \$	790 \$
Dépôts à court terme	46	9
	173 \$	799 \$

## 21. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

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

(EN MILLIONS)	Note	2018	2017
Activités		119 \$	195 \$
Obligations liées au crédit		60	85
Dépenses d'investissement et projets de développement		2	4
Total		181	284
Moins : non courante	23	(45)	(103)
Courante		136 \$	181 \$

## 22. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se composaient des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Créances clients	339 \$	360 \$
Charges payées d'avance et créances diverses	114	112
Autres créances à court terme	109	82
Tranche courante de l'actif sur contrat	45	-
	607 \$	554 \$

Au 31 décembre 2018, 74 % (99 % en 2017) des créances clients étaient non échues. La diminution des créances clients courantes est attribuable au moment de leur règlement. Énergie Brookfield ne s'attend pas à ce que la recouvrabilité de ces montants soit un enjeu. Par conséquent, aux 31 décembre 2018 et 2017, il a été décidé qu'il n'était pas nécessaire de constituer une provision pour pertes sur créances. Les créances clients sont généralement exigibles dans les 30 jours, et des limites de crédit faisant l'objet d'un suivi serré sont attribuées à toutes les contreparties. Pour déterminer la recouvrabilité des créances clients, la direction effectue une analyse de risque en tenant compte du type et de l'âge des débiteurs en souffrance et de la solvabilité des contreparties. La direction examine aussi régulièrement le solde des créances clients.

### 23. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

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

(EN MILLIONS)	Note	2018	2017
Actifs sur contrat		402 \$	- \$
Liquidités soumises à restrictions	21	45	103
Mise de fonds pour l'acquisition		-	46
Divers		58	81
		505 \$	230 \$

Aux 31 décembre 2018 et 2017, les liquidités soumises à restrictions étaient détenues principalement pour acquitter des paiements de location et des accords de crédit.

Les actifs sur contrat découlent des modifications qui ont été apportées au cours de l'exercice aux conventions d'achat d'électricité à long terme intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield portant sur les actifs de production en Ontario détenus par Great Lakes Power Limited et Fiducie Mississagi Power. L'incidence nette de ces modifications a été contrebalancée par l'apport de modifications à la convention d'achat d'électricité à long terme qu'Énergie Brookfield a conclue avec Brookfield portant sur plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis; toutefois, les modifications ont donné lieu à un échéancier différent pour les flux de trésorerie. Par conséquent, les modifications ont été comptabilisées en fonction de leur substance, entraînant la comptabilisation de soldes d'actifs et de passifs sur contrat ainsi que de coûts de financement nets sur la durée résiduelle des conventions. Aucune provision importante n'est prévue pour les pertes de crédit attendues découlant des actifs sur contrat. Se reporter à la note 27, « Transactions entre parties liées », pour obtenir plus d'informations sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

### 24. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

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

(EN MILLIONS)	2018	2017
Autres crédateurs liés aux activités d'exploitation	263 \$	271 \$
Dettes fournisseurs	76	117
Intérêts à payer sur des emprunts de la société mère et des emprunts sans recours	76	64
Contrepartie différée	30	35
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 <sup>1)</sup>	30	29
Divers	58	26
	533 \$	542 \$

<sup>1)</sup> 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.

## 25. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

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

(EN MILLIONS)	Note	2018	2017
Passifs sur contrat		479 \$	9 \$
Obligations au titre des prestations de retraite	29	80	89
Provisions liées aux acquisitions		69	80
Obligations de démantèlement		67	85
Passif au titre des paiements relatifs aux concessions		7	9
Engagements en vertu de conventions d'achat d'électricité		6	13
Contrepartie éventuelle		3	18
Divers		23	41
		734 \$	344 \$

Énergie Brookfield a comptabilisé des obligations de démantèlement relativement à certains actifs de production d'électricité. Une obligation de démantèlement a été établie pour des centrales hydroélectriques, éoliennes et solaires, dont la remise en état devrait se faire entre 2031 et 2138. Le coût estimatif des activités de démantèlement est établi d'après l'évaluation d'un tiers.

Les passifs sur contrat découlent de la modification qui a été apportée à la convention relative aux produits tirés de l'électricité conclue entre Brookfield et plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis. Se reporter à la note 23, « Autres actifs non courants », pour obtenir plus d'informations sur les soldes des contrats d'Énergie Brookfield. Se reporter à la note 27, « Transactions entre parties liées », pour obtenir plus d'informations sur les conventions relatives aux produits conclues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

## 26. 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.

Dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield prendra des engagements au titre des dépenses d'investissement qui concernent principalement des coûts engagés dans le cadre de projets d'initiatives de croissance divers. Au 31 décembre 2018, Énergie Brookfield avait pris des engagements au titre des dépenses d'investissement en cours d'un montant de 71 millions \$ (44 millions \$ en 2017). De ce montant, une tranche de 46 millions \$ est exigible dans moins d'un an, et une tranche de 25 millions \$ est exigible dans deux ans.

Au 31 décembre 2018, Énergie Brookfield avait des engagements liés à des paiements futurs au titre de contrats de location simple non résiliables dont les échéances sont les suivantes :

(EN MILLIONS)	
2019	31 \$
2020	29
2021	25
2022	22
2023	18
Après	125
<b>Total</b>	<b>250 \$</b>

### Éventualités

Énergie Brookfield et ses filiales font l'objet d'actions en justice, d'arbitrages et de poursuites dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de ces actions en justice et poursuites, la direction est d'avis que leur règlement n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière consolidée d'Énergie Brookfield ou sur ses résultats d'exploitation consolidés.

Énergie Brookfield, au nom de ses filiales, et les filiales elles-mêmes ont fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement. L'activité relative aux lettres de crédit émises par Énergie Brookfield est décrite à la note 13, « Emprunts ».

Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels, a fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement puisqu'elles se rapportent à ses participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II 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)	2018	2017
Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels	51 \$	76 \$
Filiales d'Énergie Brookfield	338	468
	<b>389 \$</b>	<b>544 \$</b>

### 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.

## 27. 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.

Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu ou modifié les conventions principales suivantes :

### Principales conventions

#### *Conventions de société en commandite*

Les conventions de société en commandite modifiées et refondues d'Énergie Brookfield et de BRELP décrivent toutes deux les principales modalités des sociétés en commandite, y compris les clauses sur la gestion, les protections des commanditaires, les apports en capital, les distributions et la répartition du résultat. Le commandité de BRELP a le droit de recevoir des distributions incitatives de BRELP attribuables à sa participation de commandité dans BRELP. Les distributions incitatives seront calculées par tranches en fonction du montant par lequel les distributions trimestrielles faites sur les parts de société en commandite de BRELP dépassent les niveaux cibles tels qu'ils ont été établis dans la convention de société en commandite modifiée et reformulée.

#### *Convention-cadre de services*

Énergie Brookfield a conclu une convention avec Brookfield Asset Management en vertu de laquelle Brookfield Asset Management a accepté d'assurer la surveillance générale de l'entreprise et d'offrir les services de hauts dirigeants à Énergie Brookfield moyennant des honoraires de gestion. Ceux-ci sont versés tous les trimestres et comprennent une composante trimestrielle fixe de 5 millions \$ et une composante variable calculée en pourcentage de l'augmentation de la valeur de la capitalisation totale d'Énergie Brookfield par rapport à une valeur de référence initiale (sous réserve d'une indexation annuelle en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013). Au 31 décembre 2018, la valeur de la capitalisation totale s'établissait à 16 milliards \$, en comparaison de la valeur de référence initiale de 8 milliards \$ et compte tenu du montant annuel de 21 millions \$ (ajusté pour tenir compte de l'inflation), ce qui a entraîné le paiement d'honoraires de gestion de 80 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (82 millions \$ en 2017 et 62 millions \$ en 2016).

#### *Convention de vote de BRELP*

En 2011, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield, aux termes de laquelle Énergie Brookfield, par l'intermédiaire de BRPL, détient un certain nombre de droits de vote, notamment le droit de donner des directives contraignantes à l'égard de l'ensemble des votes pouvant être exercés dans le cadre de l'élection des administrateurs du commandité de BRELP.

### Conventions de services d'électricité

#### *Internalisation de la commercialisation de l'énergie*

Le 30 octobre 2018, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu une entente (la « convention relative à la commercialisation de l'énergie ») visant à internaliser toutes les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord au sein d'Énergie Brookfield. La convention relative à la commercialisation de l'énergie vise à transférer toutes les activités de commercialisation existantes de Brookfield à Énergie Brookfield, ce qui comprend la commercialisation, l'achat et les transactions d'énergie ou de produits connexes en Amérique du Nord, la prestation de services de commercialisation de l'énergie et tout ce qui en découle (l'« internalisation de la commercialisation de l'énergie »). L'internalisation de la commercialisation de l'énergie comprendra également le transfert de toutes les conventions d'achat d'électricité conclues avec des tierces parties, sous réserve de certaines exceptions, ainsi que les

conventions d'achat d'électricité et de soutien relatives aux produits conclues avec des parties liées comme il est décrit en détail ci-dessous.

L'internalisation de la commercialisation de l'énergie devrait entrer en vigueur au cours du premier semestre de 2019, sous réserve des conditions de clôture habituelles. Il est prévu qu'une fois terminée l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, Énergie Brookfield et Brookfield concluront une entente en vertu de laquelle Énergie Brookfield offrira des services de commercialisation de l'énergie à Brookfield en contrepartie d'honoraires.

Le 30 octobre 2018, Énergie Brookfield et Brookfield ont chacune modifié certaines conventions conclues avec des parties liées comme il est décrit en détail ci-dessous.

#### *Conventions d'agence d'électricité*

Certaines filiales d'Énergie Brookfield ont conclu des conventions d'agence d'électricité, nommant Brookfield en tant que mandataire exclusif à l'égard des ventes d'électricité, y compris de la prestation de services de transport et d'autres services supplémentaires. De plus, Brookfield se chargera de l'ordonnancement et de la répartition, et verra au transport de l'électricité produite et de l'électricité fournie à des tiers conformément aux pratiques prudentes de l'industrie. En vertu de chaque convention, Brookfield aura droit au remboursement de tous les frais tiers engagés et, dans certains cas, recevra une rémunération supplémentaire en échange de la prestation de ses services de vente d'électricité et d'autres services.

Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, toutes les conventions d'agence d'électricité seront transférées de Brookfield à Énergie Brookfield.

#### *Convention de commercialisation de l'énergie*

Brookfield a accepté de fournir des services de commercialisation d'énergie aux activités nord-américaines d'Énergie Brookfield. En vertu de cette convention, Énergie Brookfield paie des frais de commercialisation de l'énergie de 18 millions \$ par année (sous réserve d'une augmentation en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013). Se reporter à la note 8, « Coûts d'exploitation directs ».

Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, la convention de commercialisation de l'énergie sera transférée de Brookfield à Énergie Brookfield.

### **Conventions relatives aux produits**

#### *Modifications apportées aux contrats*

En 2018, des modifications ont été apportées à deux conventions d'achat d'électricité à long terme associées aux actifs de production détenus par Great Lakes Power Limited (« GLPL ») et Fiducie Mississagi Power (« FMP ») en Ontario.

Selon la convention d'achat d'électricité modifiée intervenue avec GLPL, Brookfield doit acheter l'énergie produite par certaines centrales au Canada détenues par GLPL à un prix moyen de 100\$ CA le MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à un taux fixe de 3 %. L'échéance initiale de la convention de GLPL est fixée à 2029 et Énergie Brookfield aura l'option de prolonger l'engagement de Brookfield Asset Management à offrir un prix fixe de 60 \$ CA le MWh à GLPL jusqu'en 2044.

Selon la convention d'achat d'énergie modifiée de FMP, Brookfield doit acheter l'énergie produite par certaines installations au Canada détenues par FMP au prix moyen de 127 \$ CA le MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à un taux fixe de 3 %. La convention de FMP se termine le 1<sup>er</sup> décembre 2029.

### *Convention relative aux produits tirés de l'électricité*

En 2018, la convention relative aux produits tirés de l'électricité entre Brookfield et plusieurs sociétés détenues par Énergie Brookfield a été modifiée en bonne et due forme.

Brookfield maintiendra à 75 \$ le MWh le prix qu'Énergie Brookfield reçoit pour l'énergie produite par certaines centrales aux États-Unis. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année jusqu'en 2021, le prix est accru d'un montant équivalant à 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année civile précédente, jusqu'à concurrence d'une hausse de 3 % dans une seule et même année civile. Le prix garanti sera réduit de 3 \$ par MWh chaque année à partir de 2021 jusqu'en 2025, puis à nouveau de 5,03 \$ par MWh en 2026. La convention relative aux produits tirés de l'électricité prendra fin en 2046.

### *Autres conventions relatives aux produits*

En vertu d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans, Brookfield achète toute l'énergie produite par plusieurs centrales électriques dans les États du Maine et du New Hampshire détenues par Great Lakes Holding America (« GLHA ») au prix de 37 \$ le MWh. Les tarifs d'électricité sont soumis à un ajustement annuel égal à 20 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année précédente. Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, la convention d'achat d'électricité conclue avec GLHA sera transférée à Énergie Brookfield.

Aux termes d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans, Brookfield achète toute l'énergie produite par Énergie La Lièvre au Québec au prix de 68 \$ CA le MWh. Les tarifs d'énergie sont soumis à un ajustement annuel correspondant au moindre des deux montants suivants : soit 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année précédente, ou 3 %. Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, la convention d'achat d'électricité conclue avec Énergie La Lièvre sera transférée à Énergie Brookfield.

Aux termes d'une convention de garantie, Brookfield achètera toute l'énergie produite par les deux centrales d'Hydro Pontiac Inc. au prix de 68 \$ CA le MWh. Ce tarif est soumis depuis 2010 à un ajustement annuel égal à 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année précédente. Cette convention de garantie devrait entrer en vigueur en 2019 pour une des centrales et en 2020 pour l'autre, soit à l'expiration de leurs conventions d'achat d'électricité actuelles conclues avec des tiers. L'échéance initiale de la convention avec Brookfield est fixée à 2029 et la convention est automatiquement renouvelée pour des périodes consécutives de 20 ans sous réserve de certaines clauses de résiliation. Une fois l'internalisation de la commercialisation de l'énergie achevée, la convention de garantie conclue avec Hydro Pontiac Inc. sera transférée à Énergie Brookfield.

Aux termes d'une convention relative au nivellement de la production éolienne d'une durée de dix ans qui arrivera à échéance en 2019, Brookfield permet d'atténuer toute variation éolienne éventuelle par rapport à la production annuelle prévue de 506 GWh des actifs du parc éolien Prince, en Ontario. Toute production excédentaire par rapport à la production prévue donne lieu à un paiement d'Énergie Brookfield à Brookfield, tandis qu'une insuffisance donnerait lieu à un paiement de Brookfield à Énergie Brookfield.

### **Conventions de vote**

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles Brookfield, à titre de membre directeur des entités liées à Brookfield Americas Infrastructure Fund (les « entités liées à BAIF ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, a convenu d'attribuer à Énergie Brookfield leurs droits de vote à l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BAIF. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BAIF aux États-Unis et au Brésil sont de respectivement 22 % et 25 %.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund II (les « entités liées à BIF II ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, ont convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF II. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF II étaient de l'ordre de 40 % à 50,1 %.

Sauf ce qui est énoncé ci-dessous relativement à TerraForm Power et à Isagen, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec certaines filiales de Brookfield qui font partie de Brookfield Infrastructure Fund III (les « entités liées à BIF III ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, en vertu de laquelle Brookfield a convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF III. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF III étaient de l'ordre de 24 % à 31 %.

Le consortium détient sa participation dans Isagen par l'entremise d'une entité (« Hydro Holdings »), laquelle a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Isagen. Le commandité d'Hydro Holdings est une filiale contrôlée par Énergie Brookfield. Énergie Brookfield a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Hydro Holdings dans la mesure où Brookfield Asset Management et ses filiales (notamment Énergie Brookfield) sont collectivement : i) la plus importante détentrice de participations de société en commandite dans Hydro Holdings et ii) la détentrice de plus de 30 % des participations de société en commandite dans Hydro Holdings (le « critère de propriété »). Brookfield Asset Management et ses filiales satisfont à ce jour au critère de propriété.

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec la filiale de Brookfield qui contrôle TerraForm Power. Aux termes de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection d'un des quatre administrateurs de la filiale de Brookfield. Ainsi, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur cette filiale.

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
<b>Produits</b>			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	535 \$	601 \$	527 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	7	6	8
	542 \$	607 \$	535 \$
<b>Coûts d'exploitation directs</b>			
Achats d'énergie	(20) \$	(13) \$	(3) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(24)	(24)	(23)
Services d'assurance	(25)	(19)	(20)
	(69) \$	(56) \$	(46) \$
Produit (charge) d'intérêts – emprunts	(8) \$	- \$	6 \$
Coûts de service de gestion	(80) \$	(82) \$	(62) \$

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

(EN MILLIONS)	Partie liée	2018	2017
<b>Actifs courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield	45 \$	- \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	55	54
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	10	6
		110 \$	60 \$
<b>Actifs non courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield	402 \$	- \$
<b>Passifs courants</b>			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	54 \$	48 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	12	32
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield	35	32
		101 \$	112 \$
<b>Passifs non courants</b>			
Passif sur contrat	Brookfield	479 \$	9 \$

#### Actifs courants

Les montants à recevoir de Brookfield ne portent pas intérêt, ne sont pas assortis d'une sûreté et sont payables à vue.

#### Passifs courants

Les montants à payer à Brookfield ne sont pas assortis d'une sûreté, sont payables à vue et se rapportent à des transactions récurrentes.

## 28. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

La variation nette des soldes du fonds de roulement pour les exercices clos les 31 décembre présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	2018	2017	2016
Créances clients et autres actifs courants	(122) \$	(40) \$	30 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	32	32	(160)
Autres actifs et passifs	22	(17)	(7)
	(68) \$	(25) \$	(137) \$

## **29. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS**

Énergie Brookfield offre à ses employés des régimes de retraite ainsi que certains régimes de soins de santé, de soins dentaires, d'assurance vie et d'autres avantages à certains employés retraités conformément à la politique d'Énergie Brookfield. Ces régimes sont capitalisés grâce aux cotisations versées par Énergie Brookfield et les participants aux régimes. Les prestations de retraite sont fondées sur la durée des services et les salaires moyens de fin de carrière, et certains régimes sont indexés sur l'inflation après le départ à la retraite. Les régimes de retraite des employés d'Énergie Brookfield sont comptabilisés dans les états financiers consolidés.

Le comité de gouvernance des régimes de retraite d'Énergie Brookfield est responsable de la mise en œuvre des décisions stratégiques et du suivi de l'administration des régimes de retraite à prestations définies d'Énergie Brookfield. En particulier, le comité établira les stratégies de placement, approuvera les politiques de capitalisation et évaluera si Énergie Brookfield se conforme aux obligations légales, fiduciaires, de déclaration et d'informations financières applicables.

Les régimes de retraite d'Énergie Brookfield font l'objet d'évaluations actuarielles conformément aux lois provinciales ou fédérales en vigueur. Pour les régimes enregistrés aux États-Unis, les évaluations actuarielles doivent être effectuées chaque année. Au Canada, les évaluations actuarielles des régimes enregistrés doivent être effectuées tous les trois ans si la capitalisation du régime est supérieure à un certain seuil. Actuellement, tous les régimes enregistrés du Canada font l'objet d'une évaluation actuarielle triennale. Les régimes de retraite et autres avantages du personnel de nos activités en Colombie comportent des obligations, lesquelles font l'objet d'évaluations actuarielles chaque année par des actuaires indépendants qualifiés.

Les dates des dernières évaluations actuarielles des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages du personnel d'Énergie Brookfield s'échelonnent de janvier 2016 à janvier 2018. Énergie Brookfield évalue ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes aux fins comptables au 31 décembre de chaque année.

Les passifs au titre des prestations représentent le montant des prestations de retraite et des autres avantages du personnel futurs acquis par les employés et les retraités d'Énergie Brookfield à la fin de l'exercice. L'obligation aux termes de ces régimes est déterminée par des évaluations actuarielles périodiques fondées sur les hypothèses présentées dans le tableau ci-après.

Hypothèses actuarielles aux 31 décembre :

(en pourcentage)	2018		2017		2016	
	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Taux d'actualisation	2,5-7,2	3,9-7,4	2,4-7,3	3,7-7,1	2,2-7,3	4,1-7,3
Taux d'inflation des prix	1,5-3,5	s. o.	1,5-3,5	s. o.	1,5-3,5	s. o.
Taux d'augmentation des salaires	2,5-4,0	2,5-4,0	2,5-4,0	2,5-4,0	2,5-4,0	2,5-4,0
Taux tendanciel des soins de santé <sup>1)</sup>	s. o.	5,3-6,9	s. o.	5,3-6,9	s. o.	5,3-6,9

<sup>1)</sup> Taux tendanciel hypothétique à court terme à la clôture de l'exercice.

Les obligations au titre des régimes et la charge annuelle au titre des régimes de retraite sont calculées sur une base actuarielle et sont influencées par de nombreuses hypothèses et estimations, notamment la valeur marchande des actifs des régimes, des taux d'actualisation, du taux d'augmentation des salaires et autres hypothèses diverses. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation des prix et les hypothèses liées à l'inflation et le taux tendanciel du coût des soins de santé constituent les hypothèses ayant en général l'incidence la plus importante sur les obligations au titre des prestations constituées.

Le taux d'actualisation des obligations est établi, dans la mesure du possible, par référence aux taux de rendement du marché des obligations de sociétés de grande qualité. En Colombie, il n'existe pas de marché profond pour les obligations. Par conséquent, le taux d'actualisation est établi par référence aux rendements des obligations d'État. Le taux d'augmentation des salaires correspond à la meilleure estimation des augmentations de salaire au mérite à accorder, conformément aux taux d'inflation présumés.

Une variation de 50 points de base des hypothèses mentionnées précédemment, utilisées pour le calcul des obligations au titre des prestations au 31 décembre 2018, aurait entraîné l'augmentation (la diminution) suivante des obligations au titre des prestations constituées :

(EN MILLIONS)	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Taux d'actualisation		
Augmentation de 50 points de base	(7) \$	(4) \$
Diminution de 50 points de base	8	4
Taux d'inflation des prix et hypothèses liées à l'inflation		
Augmentation de 50 points de base	4	s. o.
Diminution de 50 points de base	(4)	s. o.
Taux tendanciel du coût des soins de santé		
Augmentation de 50 points de base	s. o.	3
Diminution de 50 points de base	s. o.	(3)

L'analyse de sensibilité présentée ci-dessus pourrait ne pas refléter la variation réelle de l'obligation au titre des prestations définies dans la mesure où il est peu probable que les hypothèses varient isolément les unes des autres puisque certaines des hypothèses peuvent être liées entre elles.

La charge au titre des régimes de retraite comptabilisée aux comptes consolidés de résultat et aux états consolidés du résultat global pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2018		2017		2016	
	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3 \$	2 \$	3 \$	1 \$	3 \$	1 \$
Coût (recouvrement) des services passés	-	-	(1)	-	-	-
Charge d'intérêts	2	3	2	3	2	3
Charges administratives	1	-	1	-	1	-
Comptabilisée au compte consolidé de résultat	6	5	5	4	6	4
Réévaluation du passif net au titre des prestations définies :						
Rendement des actifs des régimes	5	-	(8)	-	(2)	-
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques	(1)	-	1	(2)	(1)	(1)
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	(9)	(4)	7	3	5	1
Ajustements liés à l'expérience	1	(1)	-	1	-	-
Comptabilisée à l'état consolidé du résultat global	(4)	(5)	-	2	2	-
Total	2 \$	- \$	5 \$	6 \$	8 \$	4 \$

Les montants inclus dans les états consolidés de la situation financière liés aux obligations d'Énergie Brookfield au titre de ses régimes à prestations définies sont présentés ci-après :

(EN MILLIONS)	2018		2017		2016	
	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies	157 \$	53 \$	172 \$	57 \$	158 \$	53 \$
Juste valeur des actifs des régimes	(126)	(4)	(135)	(5)	(119)	(5)
Passif net	31 \$	49 \$	37 \$	52 \$	39 \$	48 \$

## Obligations au titre des prestations définies

Les variations des obligations au titre des prestations définies pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2018		2017		2016	
	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Solde au début de l'exercice	172 \$	57 \$	158 \$	53 \$	124 \$	35 \$
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	2	3	1	3	1
(Recouvrement) coût des services passés	-	-	(1)	-	-	-
Charge d'intérêts	7	3	7	3	7	3
Pertes (profits) de réévaluation						
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques	(1)	-	1	(2)	(1)	(1)
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	(9)	(4)	7	3	5	1
Ajustements liés à l'expérience	1	(1)	-	1	-	-
Prestations versées	(9)	(2)	(7)	(2)	(8)	(2)
Regroupements d'entreprises	-	-	-	-	25	14
Écarts de change	(7)	(2)	4	-	3	2
Solde à la fin de l'exercice	157 \$	53 \$	172 \$	57 \$	158 \$	53 \$

On estime à 10 millions \$ les cotisations de l'employeur à faire aux régimes à prestations définies pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2019.

## Juste valeur des actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes pour les exercices clos les 31 décembre a varié de la manière suivante :

(EN MILLIONS)	2018		2017		2016	
	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Solde au début de l'exercice	135 \$	5 \$	119 \$	5 \$	103 \$	- \$
Produits d'intérêts	5	-	5	-	5	-
Rendement des actifs des régimes	(5)	(1)	8	-	2	-
Cotisations de l'employeur	5	2	5	2	7	3
Regroupements d'entreprises	-	-	-	-	9	4
Prestations versées	(9)	(2)	(7)	(2)	(8)	(2)
Écarts de change	(5)	-	5	-	1	-
Solde à la fin de l'exercice	126 \$	4 \$	135 \$	5 \$	119 \$	5 \$

Les actifs des régimes aux 31 décembre se répartissaient comme suit :

(en pourcentage)	2018	2017
Catégorie d'actif :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2	2
Titres de capitaux propres	47	54
Titres de créance	51	44
	100	100

### 30. FILIALES FAISANT APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE

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

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield <sup>1</sup>	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille <sup>1,2</sup>	Autres filiales <sup>1,3</sup>	Ajustements de consolidation <sup>4</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
<b>Au 31 décembre 2018 :</b>							
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
<b>Au 31 décembre 2017 :</b>							
Actifs courants	32 \$	412 \$	1 691 \$	525 \$	2 816 \$	(3 810) \$	1 666 \$
Actifs non courants	4 483	262	-	20 142	29 508	(25 157)	29 238
Passifs courants	43	7	180	3 024	3 071	(3 811)	2 514
Passifs non courants	-	-	1 505	693	12 670	(760)	14 108
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	6 298	-	6 298
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 843	-	-	2 843
Actions privilégiées	-	616	-	-	-	-	616
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	511	-	-	516	-	(516)	511

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

<sup>2)</sup> Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. et Brookfield BRP Europe Holdings Limited, collectivement les « entités de portefeuille ».

<sup>3)</sup> Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les sociétés de portefeuille.

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

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield <sup>1</sup>	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille <sup>1,2</sup>	Autres filiales <sup>1,3</sup>	Ajustements de consoli- dation <sup>4</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	2 983 \$	(1) \$	2 982 \$
Résultat net	62	7	(1)	(25)	1 305	(945)	403
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	2 625 \$	- \$	2 625 \$
Résultat net	(4)	10	(1)	(435)	631	(150)	51
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	1 \$	2 451 \$	- \$	2 452 \$
Résultat net	(20)	-	(1)	(100)	558	(397)	40

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

<sup>2)</sup> Comprennent les entités de portefeuille.

<sup>3)</sup> Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les sociétés de portefeuille.

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

Se reporter à la note 13, « Emprunts », pour plus de détails concernant les émissions de billets à moyen terme par Finco. Se reporter à la note 14, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

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

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.

En février 2019, Énergie Brookfield a conclu une entente visant la vente à un consortium d'acheteurs d'une seconde participation indirecte de 25 % ne donnant pas le contrôle dans un portefeuille de certains actifs hydroélectriques au Canada d'une puissance de 413 MW pour le même prix que celui de la vente de la première participation ne donnant pas le contrôle de 25 %, sous réserve d'un ajustement pour la recapitalisation des dividendes d'environ 45 millions \$ réalisée au quatrième trimestre de 2018. La clôture de la seconde participation de 25 % est assujettie à la satisfaction des conditions habituelles. Après la clôture, Énergie Brookfield conservera une participation financière de 50 % dans ce portefeuille et continuera à gérer et à exploiter les actifs du portefeuille.

## 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](http://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 de sociétés en commandite privilégiées, série 13)  
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](http://www.sec.gov), et par l'intermédiaire de SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://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](mailto:enquiries@brookfieldrenewable.com).

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

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

NYSE : BEP  
TSX : BEP.UN