

RAPPORT INTERMÉDIAIRE DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Brookfield Renewable

Partners L.P.

Brookfield

NOS ACTIVITÉS

Nous gérons nos installations grâce à des plateformes d'exploitation en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil et en Europe, lesquelles nous ont permis de nous concentrer sur le maintien et l'appréciation de la valeur de nos actifs tout en cultivant des relations positives avec les parties prenantes locales. Nous détenons et exploitons 218 centrales hydroélectriques, 36 installations éoliennes, 4 installations alimentées à la biomasse et 3 installations alimentées au gaz naturel (« cogénération »). Dans l'ensemble, les actifs que nous détenons ou gérons représentent une puissance installée totale de 10 636 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») annualisée de 41 401 gigawattheures (« GWh »). Nous avons également un portefeuille de projets de développement d'environ 7 000 MW. Le tableau suivant présente notre portefeuille au 30 juin 2017 :

	Réseaux hydro- graphiques	Installations	Puissance (MW)	MLT ¹ (GWh)	Stockage (GWh)
Hydroélectricité					
Amérique du Nord ²					
États-Unis	31	137	3 486	12 598	3 618
Canada	19	33	1 361	5 177	1 261
	50	170	4 847	17 775	4 879
Colombie ³	6	6	2 732	14 476	3 703
Brésil ⁴	26	42	899	4 647	-
	82	218	8 478	36 898	8 582
Énergie éolienne ⁵					
États-Unis	-	7	434	1 113	-
Canada	-	3	406	1 197	-
	-	10	840	2 310	-
Europe	-	21	478	1 220	-
Brésil	-	5	150	588	-
	-	36	1 468	4 118	-
Divers ⁶	-	7	690	385	-
	82	261	10 636	41 401	8 582

¹⁾ La MLT est calculée sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, sans tenir compte de la date de l'acquisition ou du début des activités commerciales.

²⁾ La MLT 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 habituellement 30 ans.

³⁾ La MLT des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre habituellement 20 ans. La Colombie comprend la production des centrales hydroélectriques et de cogénération.

⁴⁾ Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs.

⁵⁾ La MLT 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.

⁶⁾ Comprennent une installation de cogénération en Colombie (300 MW), deux installations de cogénération en Amérique du Nord (215 MW) et quatre installations alimentées à la biomasse au Brésil (175 MW).

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille d'exploitation pour chaque trimestre au 30 juin 2017 :

PRODUCTION (GWh) ¹	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord ²					
États-Unis	3 552	3 619	2 349	3 078	12 598
Canada	1 228	1 508	1 223	1 218	5 177
	4 780	5 127	3 572	4 296	17 775
Colombie ³	3 508	3 509	3 571	3 888	14 476
Brésil ⁴	1 147	1 159	1 170	1 171	4 647
	9 435	9 795	8 313	9 355	36 898
Énergie éolienne ⁵					
Amérique du Nord					
États-Unis	251	372	271	219	1 113
Canada	324	292	238	343	1 197
	575	664	509	562	2 310
Europe	365	263	235	357	1 220
Brésil	81	101	209	197	588
	1 021	1 028	953	1 116	4 118
Divers ⁶	29	123	149	84	385
Totale	10 485	10 946	9 415	10 555	41 401
Moyenne à long terme au prorata	5 976	6 403	5 208	5 850	23 437

¹⁾ La MLT est calculée sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, sans tenir compte de la date de l'acquisition ou du début des activités commerciales.

²⁾ La MLT 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 habituellement 30 ans.

³⁾ La MLT des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre habituellement 20 ans. La Colombie comprend la production des centrales hydroélectriques et de cogénération.

⁴⁾ Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs.

⁵⁾ La MLT 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.

⁶⁾ Inclut la cogénération et la biomasse.

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

Le présent rapport intermédiaire renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport intermédiaire, dans d'autres documents déposés auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») ou dans d'autres communications auprès d'organismes de réglementation canadiens. Se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Dans le présent rapport intermédiaire, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Le présent rapport intermédiaire, notre formulaire 20-F et de l'information supplémentaire déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web, à l'adresse <https://bep.brookfield.com>, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov, et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

LETTRE AUX PORTEURS DE PARTS

L'entreprise a affiché une bonne performance au deuxième trimestre, dégageant un BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités (FPA) de respectivement 457 millions \$ et 181 millions \$. Il s'agit d'une hausse importante par rapport à respectivement 377 millions \$ et 105 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'accroissement des marges, le développement de projets et la croissance contribuent aux excellents résultats financiers. Notre situation de trésorerie actuelle s'établit à plus de 2 milliards \$, ce qui nous place en bonne position pour continuer à faire croître l'entreprise.

La conclusion des transactions intervenues avec Terraform Power et Terraform Global va bon train. Certaines étapes importantes ont été franchies, dont l'approbation de la Cour de faillite, et les transactions sont toujours censées être conclues au deuxième semestre de l'exercice.

Après la fin du trimestre, nous avons convenu d'acquérir une participation de 25 % dans la plus importante installation d'accumulation par pompage au Royaume-Uni, pour un montant de 196 millions £, de concert avec nos partenaires institutionnels. Le portefeuille comprend une puissance de 2,1 gigawatts dans deux centrales, qui représente 75 % de la capacité d'accumulation par pompage du Royaume-Uni et 50 % de sa capacité hydroélectrique. Les centrales d'accumulation par pompage agissent comme des batteries de stockage à grande échelle pour le marché de l'électricité au Royaume-Uni. Le Royaume-Uni faisant face à un rétrécissement inégalé des marges d'approvisionnement, à la fermeture de centrales de charbon et au développement de centrales éoliennes et solaires intermittentes, ces deux actifs sont essentiels pour offrir une alimentation de secours et des services de stabilisation des réseaux. L'acquisition devrait être conclue au troisième trimestre.

Résultats financiers et activités

Notre entreprise en Amérique du Nord a généré d'excellents résultats pendant le trimestre, soutenus par une production supérieure à la moyenne au Canada et dans le nord-est des États-Unis. De plus, grâce à la gestion active de nos réservoirs, nous sommes en très bonne position pour la saison estivale, pendant laquelle les prix sont plus élevés. Nous exploitons l'entreprise avec un portefeuille qui comprend des actifs principalement sous contrat (plus de 90 %) et nous conservons un petit, quoique appréciable, nombre d'options avantageuses pour le profil de nos produits des activités ordinaires.

Nous continuons également de bénéficier d'importantes ventes sur le plan de la puissance et des services auxiliaires, qui s'ajoutent aux ventes d'énergie dans l'ensemble de notre parc d'actifs. Au cours du trimestre, nous avons vendu 900 mégawatts lors de la vente aux enchères de puissance de PJM afin d'accroître les produits des activités ordinaires d'ici 2020 ou 2021. Ces ventes de puissance et de services auxiliaires font augmenter généralement les produits tirés des activités en Amérique du Nord de plus de 25 % par rapport aux prix de l'énergie actuels. Enfin, la tendance à conclure des contrats à long terme avec des sociétés et dans le cadre de programmes d'approvisionnement gouvernementaux se maintient et nous sommes activement engagés dans un certain nombre de ces occasions.

Nos activités en Europe ont atteint une bonne disponibilité pendant le trimestre, et nous avons fait avancer un certain nombre d'initiatives clés en matière d'établissement de contrats qui nous permettront d'accroître les flux de trésorerie d'exploitation. Nous avons mis en service au cours du trimestre le parc éolien Crockandun, en Irlande du Nord, d'une puissance de 15 mégawatts, et nous faisons avancer des projets en cours de construction en Europe, d'une puissance supplémentaire de 82 mégawatts, qui seront mis en service entre 2017 et 2019.

Au Brésil, nous avons enregistré de solides résultats malgré la production hydroélectrique inférieure à la moyenne. L'économie continue de s'améliorer au Brésil, le PIB étant prévu augmenter de 0,5 % sur 12 mois

en 2017. L'inflation s'est modérée, pour s'établir à 3,0 %, et les taux d'intérêt continuent de reculer. Par conséquent, l'économie demeure en bonne voie de générer de la croissance. Comme peu de nouvelles sources d'approvisionnement sont construites, l'amélioration constatée offre des occasions intéressantes qui pourraient faire bénéficier notre portefeuille de prix supérieurs. Les prix de l'électricité ont été supérieurs à 400 R\$/MWh pendant le trimestre, la demande d'électricité ayant augmenté et les conditions hydrologiques étant demeurées inférieures à la moyenne. Notre portefeuille éolien a affiché également un très bon rendement au cours du trimestre, générant une production de plus de 20 % supérieure à la moyenne à long terme. La construction de deux petites centrales hydroélectriques au Brésil d'une puissance combinée de 47 mégawatts se poursuit conformément à l'étendue, au calendrier et au budget prévus; une centrale d'une puissance de 28 mégawatts est presque terminée et devrait être mise en service au troisième trimestre de l'exercice. Outre les actifs susmentionnés, des projets à un stade avancé d'une puissance d'environ 70 mégawatts devraient être mis en service en 2019 et 2020.

Nos activités en Colombie continuent d'offrir un bon rendement. La disponibilité des actifs a été très élevée au cours du trimestre, les précipitations abondantes s'étant traduites par un niveau de production près de 20 % supérieur à la moyenne à long terme. Environ 70 % de la production de l'entreprise est visée par des contrats, ce qui procure une stabilité des flux de trésorerie. Nous mettons de l'avant bon nombre des initiatives prévues au moment d'acquérir l'entreprise. Pendant le trimestre, nous avons conclu notre premier contrat d'achat d'électricité de 10 ans avec une entreprise de services publics locale pour une production de 60 GWh/année. Nous nous sommes également concentrés sur le développement de projets à un stade avancé d'une puissance d'environ 100 mégawatts de manière à commercialiser ces projets au cours des prochaines années. Finalement, nous continuons à réduire les coûts dans l'entreprise, et nous travaillons avec la direction pour améliorer la productivité et exploiter les ressources des autres secteurs de nos activités.

Croissance interne

Nous sommes en bonne voie d'atteindre une croissance annuelle composée des FPA par action de 8 % à 10 % pour la période de cinq ans entamée en 2012. Pour y arriver, nous nous sommes concentrés sur l'acquisition d'actifs pour bonifier notre portefeuille. Ces nouvelles acquisitions sont soutenues par des flux de trésorerie stables à long terme pouvant être accrus par l'accroissement des activités. Grâce à ces importantes initiatives d'exploitation, nous avons confiance de pouvoir continuer à accroître les FPA par action à hauteur de 5 % à 9 % par année, sans dépendre de la hausse des prix de l'électricité ou des acquisitions, ce qui est tout à l'avantage de nos investisseurs.

Nos prévisions en matière de croissance interne sont fondées sur les éléments suivants :

Indexation sur l'inflation (1 % à 2 % de la croissance annuelle des FPA)

Bon nombre de nos contrats prévoient des indexations sur l'inflation, ce qui devrait contribuer à la croissance nette des FPA à hauteur de 1 % à 2 % cette année, la hausse de nos coûts étant maintenue à un niveau inférieur à l'inflation dans nos entreprises à pleine maturité.

Accroissement des marges (1 % à 2 % de la croissance annuelle des FPA)

Nous disposons également d'une grande latitude pour réduire les coûts des nouvelles entreprises que nous acquérons. Par conséquent, nous pouvons générer une croissance de 1 % à 2 % des FPA annuels en faisant augmenter les marges dans l'ensemble de notre entreprise tout simplement en améliorant la productivité et en optimisant le profil des produits des activités ordinaires de nos portefeuilles. Au cours des prochaines années, nous mettrons surtout l'accent sur notre portefeuille en Colombie, où nous travaillons sur notre plan d'affaires pour réduire l'ensemble des coûts.

Projets de développement (3 % à 5 % de la croissance annuelle des FPA)

Nos projets de développement exclusifs permettront d'accroître notablement nos FPA par action alors que nos équipes de développement chevronnées sont à l'œuvre pour générer des rendements des capitaux propres de 15 % à 20 % grâce à ces projets. Au cours des trois prochaines années, les projets auxquels nous travaillons actuellement devraient ajouter de 40 à 50 millions \$ aux FPA annuels; nous devrions les financer largement au moyen des fonds en caisse.

Liquidités

Notre situation de trésorerie s'élève à plus de 2 milliards \$, ce qui comporte le produit tiré de notre récente émission de capitaux propres. Par conséquent, nous sommes en bonne position pour financer des occasions de croissance. Nous avons également continué à dégager des capitaux de notre portefeuille d'exploitation. Nous avons conclu un refinancement pendant le trimestre et un autre peu de temps après, mobilisant ainsi un produit supplémentaire d'environ 100 millions \$. L'un des refinancements consistait en l'émission de nos premières obligations vertes, soit un projet de financement de 475 millions \$. Notre portefeuille hydroélectrique White Pine d'une puissance de 360 mégawatts a été porté en garantie de ce financement. Le portefeuille White Pine a bénéficié de la hausse des produits découlant de la puissance en Nouvelle-Angleterre, ce qui nous a permis d'accroître le financement de première qualité de 125 millions \$ (montant net de 62,5 millions \$ pour Énergie Brookfield).

À la fin du trimestre, la durée résiduelle moyenne pondérée de notre dette à l'égard des projets était de 9 ans et notre exposition aux titres d'emprunt à taux variable s'élevait à 17 %. En Amérique du Nord et en Europe, environ 90 % de notre dette est assortie d'un taux fixe et présente une durée moyenne pondérée de 9 ans, ce qui constitue une excellente protection contre la hausse des taux d'intérêt.

Grâce à nos résultats solides, à nos importants projets de croissance et à nos liquidités abondantes, nous comptons maintenir notre ratio de distribution et croyons que notre vision pour réduire le niveau actuel à environ 85 % au cours des prochaines années est réalisable.

Perspectives

Nous continuerons, au cours des prochains mois, à nous concentrer sur l'optimisation de la valeur de nos actifs d'exploitation, l'avancement de nos projets de développement selon l'étendue, le calendrier et le budget prévus, et la réalisation des nombreuses transactions prospectives que nous ciblons.

Nous vous remercions de votre soutien constant et avons hâte de vous faire part de nos progrès au prochain trimestre.

Cordialement,

Le chef de la direction,



Sachin Shah
Le 4 août 2017

NOS FORCES CONCURRENTIELLES

Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») est la propriétaire et l'exploitante d'un portefeuille diversifié d'actifs de haute qualité produisant de l'électricité à partir de ressources renouvelables.

Notre modèle d'affaires consiste à mettre à profit notre présence mondiale pour repérer, acquérir ou mettre en valeur des actifs de production d'énergie renouvelable de grande qualité dont la valeur est intéressante, à financer ces acquisitions à long terme et à faible risque, puis à accroître les flux de trésorerie et les valeurs de ces actifs grâce à nos équipes d'exploitation chevronnées afin de dégager des rendements à long terme durables et attrayants dans l'intérêt de nos porteurs de parts.

Une des plus importantes plateformes axées uniquement sur l'énergie renouvelable. Nous détenons l'un des plus importants portefeuilles d'énergie du monde cotés en Bourse axés uniquement sur l'énergie renouvelable, regroupant des actifs de production d'électricité totalisant environ 26 milliards \$, une puissance installée de 10 636 MW et un portefeuille de projets de développement d'environ 7 000 MW. La production moyenne à long terme annualisée au prorata est de 23 437 GWh. Notre portefeuille se compose de 218 centrales hydroélectriques installées sur 82 réseaux hydrographiques, 36 parcs éoliens et 4 installations alimentées à la biomasse. Il s'étend sur 15 marchés de l'énergie en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil et en Europe.

Les graphiques ci-après présentent la production moyenne à long terme annualisée au prorata, compte tenu de la quote-part des installations dans lesquelles nous détenons une participation inférieure à 100 %.



Accent sur la catégorie attrayante des actifs hydroélectriques. Nos actifs, à prédominance hydroélectrique, représentent l'un des modes de production d'énergie à plus longue durée et au coût le plus faible, en plus d'être écoresponsables. Nos actifs en Amérique du Nord et en Colombie peuvent stocker de l'eau dans des réservoirs, à raison d'environ 27 % de leur production moyenne à long terme annualisée. Nos actifs au Brésil bénéficient d'un cadre qui permet de répartir le risque lié à la production entre les producteurs hydroélectriques. Ensemble, ces deux éléments offrent une protection partielle contre les variations à court terme de l'approvisionnement en eau. En raison de notre envergure et de la qualité de nos actifs, nous sommes en bonne position concurrentielle comparativement aux autres producteurs d'énergie renouvelable, ce qui procure une importante valeur de rareté aux investisseurs.

Flux de trésorerie stables 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 et éoliens 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. Plus de 90 % de notre production

proportionnelle de 2017 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. Les conventions d'achat d'électricité ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 16 ans (au prorata), ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

Profil financier solide. Grâce à des actifs de production d'électricité totalisant environ 26 milliards \$, notre ratio d'endettement est de 38 %, et environ 78 % de nos emprunts sont sans recours à l'égard d'Énergie Brookfield. Les emprunts de la société et ceux des filiales ont une durée moyenne pondérée d'environ respectivement 7 et 9 ans. À la date du présent rapport, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 2 milliards \$, des titres disponibles à la vente et des tranches disponibles des facilités de crédit.

Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie. Nous avons de grandes perspectives de croissance interne grâce à un portefeuille de projets de développement d'environ 7 000 MW, répartis à l'échelle de nos plateformes d'exploitation, ainsi que la capacité d'atteindre une efficacité au chapitre de l'exploitation et la possibilité de hausser les prix de l'énergie pour la tranche de notre portefeuille en exploitation qui n'est pas visée par contrat. Notre forte capacité à faire des acquisitions vient appuyer notre croissance interne. Au cours des 10 dernières années, nous avons fait l'acquisition ou la mise en service de 80 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 5 000 MW, de 39 installations éoliennes d'une puissance totale d'environ 1 500 MW, de 4 installations alimentées à la biomasse d'une puissance totale de 175 MW et de 1 installation 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, 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.

Rapport de gestion

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 a été préparé en date du 4 août 2017. 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 qu'Énergie Brookfield, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (« 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 » ou par l'expression « par part ». Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

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

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

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

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles et les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS avec les mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier » et « PARTIE 5 – Informations proportionnelles ». Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour la mise en garde à l'égard des énoncés prospectifs et des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Notre rapport annuel et l'information supplémentaire déposés auprès de la Securities Exchange Commission (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web (<https://bep.brookfield.com>), ainsi que sur le site Web de la SEC (<http://www.sec.gov/edgar.shtml>) et sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants du deuxième trimestre de 2017

PARTIE 2 – Revue du rendement financier

Production et revue financière pour le trimestre clos le 30 juin 2017

Production et revue financière pour le semestre clos le 30 juin 2017

Profil des contrats

PARTIE 3 – Situation de trésorerie et sources de financement

Structure du capital, liquidités disponibles et emprunts à long terme

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

Actions et parts en circulation

Dividendes et distributions

Obligations contractuelles

Accords hors état de la situation financière

PARTIE 4 – Informations financières supplémentaires

Immobilisations corporelles

Transactions entre parties liées

Capitaux propres

PARTIE 5 – Informations proportionnelles

8 Production et revue financière par secteur 35
Dette à long terme et facilités de crédit 41

PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles

10 Sommaire des résultats trimestriels historiques 42

PARTIE 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes

17 43
24 Événements postérieurs à la date de clôture 45

PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement

47

PARTIE 9 – Mise en garde

51

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Information sur l'exploitation				
Puissance (MW)	10 636	10 663	10 636	10 663
Production totale (GWh)				
Production moyenne à long terme	10 942	10 951	21 481	19 995
Production réelle	11 618	8 792	22 102	17 821
Produits moyens (\$ par MWh)	59	71	62	73
Production au prorata (GWh)				
Production moyenne à long terme	6 402	6 336	12 394	11 805
Production réelle	6 719	5 197	12 880	11 093
Produits moyens (\$ par MWh)	65	71	66	70
Informations financières choisies				
Produits	683 \$	627 \$	1 360 \$	1 301 \$
Résultat net	85	(19)	112	60
BAIIA ajusté ¹	457	377	910	832
Fonds provenant des activités ¹	181	105	347	292
Fonds provenant des activités ajustés ¹	164	88	313	259
Résultat de base par part de société en commandite²	0,13	(0,11)	0,18	0,05
Fonds provenant des activités par part ^{1, 2}	0,61	0,37	1,16	1,05
Distribution par part de société en commandite	0,47	0,45	0,94	0,89

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier », « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

²⁾ Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, 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 respectivement 299,2 millions et 299,2 millions (280,8 millions et 278,2 millions en 2016).

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 juin 2017	31 déc. 2016
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles ¹	1 576 \$	1 191 \$
Ratio d'endettement	38 %	38 %
Emprunts sans recours à l'égard d'Énergie Brookfield	78 %	78 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	6,9 ans	7,4 ans
Taux d'intérêt moyen	4,5 %	4,5 %
Emprunts des filiales au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	9,5 ans	9,6 ans
Taux d'intérêt moyen	6,1 %	6,2 %

¹⁾ Les liquidités disponibles à la date du présent rapport s'élèvent à environ 2 milliards \$.

Résultats d'exploitation

La production du trimestre, qui a atteint 11 618 GWh, est supérieure à la moyenne à long terme de 10 942 GWh et supérieure à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, qui était de 8 792 GWh. L'apport supplémentaire découlant de la croissance de notre portefeuille s'est élevé à 74 GWh, comparativement à la moyenne à long terme de 87 GWh. La production au prorata s'est établie à 6 719 GWh en regard de 5 197 GWh à l'exercice précédent.

Le résultat net pour le trimestre clos le 30 juin 2017 s'est élevé à 85 millions \$ (0,13 \$ par part de société en commandite) contre une perte nette de 19 millions \$ (0,11 \$ par part de société en commandite) pour la période correspondante de 2016. La hausse du résultat net est principalement attribuable à l'augmentation des fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont établis à 181 millions \$ (0,61 \$ par part) pour le trimestre clos le 30 juin 2017, comparativement à 105 millions \$ (0,37 \$ par part) à la période correspondante de 2016. Le

portefeuille a tiré parti de l'augmentation de la production de nos actifs hydroélectriques en Amérique du Nord et en Colombie et des prix relatifs plus élevés découlant de notre portefeuille au Brésil.

Croissance et développement

Au cours du trimestre, nous avons effectué la mise en service complète d'un projet éolien d'une puissance de 15 MW en Irlande, dont la production moyenne à long terme annualisée est de 46 GWh. Le projet devrait générer des fonds provenant des activités annualisés d'environ 1,5 million \$.

Les actifs restants en cours de construction, qui devraient être achevés au cours des deux prochaines années, vont apporter des fonds provenant des activités d'environ 13 millions \$ sur une base annualisée. Collectivement, les deux projets de développement hydroélectriques au Brésil et les quatre projets éoliens en Europe ont une puissance installée de 129 MW et affichent une production moyenne à long terme annualisée de 546 GWh.

Après la fin du trimestre, de concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 25 % dans un portefeuille d'installations d'accumulation par pompage d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni. La valeur de la participation s'élève à 196 millions £ (256 millions \$), et Énergie Brookfield conservera une participation d'environ 7,5 % dans le portefeuille.

Opérations sur capitaux propres

Après le trimestre, nous avons conclu un placement visant les parts de société en commandite au prix de 42,15 \$ CA par part de société en commandite. Des parts de société en commandite ont été achetées par Brookfield Asset Management dans le cadre d'un placement privé simultané. Le produit brut total s'est élevé à 550 millions \$ CA (418 millions \$).

Facilités de crédit et emprunts des filiales

Au cours du trimestre, les mesures de financement suivantes ont été réalisées :

- Prolongation d'un an, jusqu'en juin 2022, de l'échéance des facilités de crédit de la société mère d'un montant de 1,6 milliard \$
- Emprunt de 65 millions \$ associé à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 44 MW en Nouvelle-Angleterre
- Emprunt de 55 millions \$ CA (43 millions \$) lié à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 17 MW au Québec
- Emprunt de 11 millions \$ associé à un portefeuille éolien d'une puissance de 11 MW en Arizona

Après la fin du trimestre, nous avons refinancé une dette de 350 millions \$ associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 360 MW en Nouvelle-Angleterre, grâce à l'émission d'obligations vertes capitalisées à l'échéance, sur 15 ans, d'un montant de 475 millions \$. Nous avons également obtenu une lettre de facilité de crédit d'un montant de 25 millions \$ au titre du portefeuille.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR LE TRIMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2017

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme en GWh pour les trimestres clos les 30 juin :

PRODUCTION (GWh)	Variation des résultats						
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
Hydroélectricité							
Amérique du Nord							
États-Unis	3 666	2 590	3 619	3 599	47	(1 009)	1 076
Canada	1 737	1 348	1 508	1 508	229	(160)	389
	5 403	3 938	5 127	5 107	276	(1 169)	1 465
Colombie	4 138	2 787	3 509	3 509	629	(722)	1 351
Brésil	1 061	1 082	1 159	1 148	(98)	(66)	(21)
	10 602	7 807	9 795	9 764	807	(1 957)	2 795
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	281	284	372	372	(91)	(88)	(3)
Canada	282	205	292	292	(10)	(87)	77
	563	489	664	664	(101)	(175)	74
Europe	240	278	259	326	(19)	(48)	(38)
Brésil	123	149	101	101	22	48	(26)
	926	916	1 024	1 091	(98)	(175)	10
Divers	90	69	123	96	(33)	(27)	21
Totale	11 618	8 792	10 942	10 951	676	(2 159)	2 826

Pour des renseignements sur la moyenne à long terme, notre participation à un programme d'équilibrage hydrologique au Brésil et notre mesure du rendement, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

La production de nos portefeuilles hydroélectriques en Amérique du Nord et en Colombie a été supérieure à la moyenne à long terme et à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison des apports d'eau plus importants. Cette situation a été légèrement contrebalancée par la baisse de la production de notre portefeuille hydroélectrique au Brésil, qui découle de la détérioration des conditions hydrologiques. La croissance du portefeuille a ajouté 26 GWh.

La production de nos installations éoliennes a été comparable à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, mais a été inférieure à la moyenne à long terme du fait de la baisse des ressources éoliennes. La production de la période correspondante de l'exercice précédent comprenait celle de 66 GWh du portefeuille éolien de 137 MW en Irlande qui a été vendu au cours du premier trimestre de 2017. La croissance de notre portefeuille correspondait à 13 GWh.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés, et présente un rapprochement du résultat net pour les trimestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)			2017	2016
Produits			683 \$	627 \$
Autres produits			10	10
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			4	2
Coûts d'exploitation directs			(240)	(262)
BAIIA ajusté ¹			457	377
Coûts de service de gestion			(21)	(15)
Charge d'intérêts – emprunts			(156)	(161)
Impôt exigible			4	(5)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées			(7)	(3)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation			(90)	(81)
Actions privilégiées			(6)	(7)
Fonds provenant des activités ¹			181	105
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²			(17)	(17)
Fonds provenant des activités ajustés ¹			164	88
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle			96	88
Ajouter : distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées			7	3
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées			17	17
Amortissement des immobilisations corporelles			(198)	(204)
Perte latente sur les instruments financiers			(6)	(2)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(2)	(3)
Charge d'impôt différé			(16)	(6)
Divers			23	-
Résultat net			85 \$	(19) \$
			Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA			1,34	1,29
€			0,91	0,89
R\$			3,21	3,50
£			0,78	0,70
COP			2 920	2 991

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

²⁾ Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

Les produits totalisant 683 millions \$ représentent une augmentation de 56 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent.

Le portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord a tiré avantage de la hausse de la production par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, en partie annulée par des prix relativement plus bas, ce qui s'est traduit par un apport net de 61 millions \$ aux produits.

Notre portefeuille hydroélectrique au Brésil a profité de prix de l'électricité réalisés sur le marché libre relativement plus élevés pendant le trimestre, ce qui a été en partie annulé par une baisse de la production, entraînant une augmentation nette des produits de 18 millions \$.

L'amélioration des conditions hydrologiques entourant notre portefeuille en Colombie a été annulée en partie par des prix de l'électricité relativement plus bas sur le marché libre, ce qui a entraîné une diminution nette des produits de 17 millions \$.

Le rendement de notre portefeuille éolien a été comparable à celui de la période correspondante de l'exercice précédent, la hausse de la production et des prix réalisés au Canada et au Brésil ayant été

contrebalancée par la diminution de l'apport de nos installations aux États-Unis et en Europe. Un montant de 6 millions \$ tiré d'un accord conclu avec des installations éoliennes avoisinantes en Californie relativement aux conséquences entraînées par le sillage était inclus à la période correspondante de l'exercice précédent.

Au prorata, la moyenne du total des produits par MWh a diminué de 6 \$ par MWh, en raison surtout de la baisse des prix relatifs de l'électricité réalisés de notre portefeuille en Colombie.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 240 millions \$ représentent une baisse de 22 millions \$, attribuable surtout à la réduction des achats d'électricité en Colombie.

Les coûts de service de gestion totalisant 21 millions \$ représentent une augmentation de 6 millions \$, attribuable à l'augmentation de la valeur marchande de nos parts de société en commandite et à la croissance de la valeur de la capitalisation par suite de l'émission de parts de société en commandite privilégiées et de billets à moyen terme au cours des douze derniers mois.

La charge d'intérêts de 156 millions \$ représente une baisse de 5 millions \$, qui a été entraînée par la baisse de la charge d'intérêts associée à l'amortissement des emprunts des filiales.

Les distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées totalisant 7 millions \$ représentent une augmentation de 4 millions \$, attribuable aux parts de société en commandite privilégiées au cours du trimestre considéré et en mai 2016.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle totalisant 96 millions \$ a augmenté de 8 millions \$.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 181 millions \$, soit une augmentation de 76 millions \$.

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par 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. Se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités.

HYDROÉLECTRICITÉ

Les tableaux suivants présentent les résultats de nos activités pour les trimestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2017				
		Amérique du Nord				
	États-Unis	Canada	Total	Colombie	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	3 619	1 508	5 127	3 509	1 159	9 795
Production (GWh) – réelle	3 666	1 737	5 403	4 138	1 061	10 602
Produits	225 \$	101 \$	326 \$	190 \$	74 \$	590 \$
BAIIA ajusté ¹	160	82	242	98	58	398
Fonds provenant des activités ¹	93 \$	65 \$	158 \$	15 \$	45 \$	218 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2016				
		Amérique du Nord				
	États-Unis	Canada	Total	Colombie	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	3 599	1 508	5 107	3 509	1 148	9 764
Production (GWh) – réelle	2 590	1 348	3 938	2 787	1 082	7 807
Produits	190 \$	78 \$	268 \$	202 \$	50 \$	520 \$
BAIIA ajusté ¹	123	62	185	90	36	311
Fonds provenant des activités ¹	55 \$	45 \$	100 \$	11 \$	22 \$	133 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

La production dans l'ensemble du portefeuille est revenue à un niveau comparable à la moyenne à long terme et a connu une hausse comparativement à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. Plus particulièrement, nous avons bénéficié de solides apports d'eau à nos installations détenues en propriété exclusive à New York, au Québec et en Ontario. Nous avons géré activement nos réservoirs et terminé le trimestre avec une production comparable à la moyenne à long terme, nous laissant en bonne position pour la saison estivale. La production du portefeuille a atteint 5 403 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 5 127 GWh et une augmentation de 1 465 GWh par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent.

Les produits totalisant 326 millions \$ représentent une augmentation de 58 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. Les apports d'eau plus importants dans l'ensemble du portefeuille ont été en partie neutralisés par des prix réalisés relativement plus bas, ce qui s'est traduit par un apport net de 61 millions \$ aux produits. L'appréciation du dollar américain, par rapport à sa valeur au trimestre correspondant de l'exercice précédent, a entraîné une augmentation des produits de 3 millions \$, mais s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt pour se traduire par une diminution nette de 2 millions \$ des fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 158 millions \$, soit une hausse de 58 millions \$ en regard de ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, principalement attribuable à l'augmentation de la production.

Colombie

L'amélioration des conditions hydrologiques a généré une production de 4 138 GWh, laquelle était supérieure à la moyenne à long terme de 3 509 GWh et représentait une augmentation de 1 351 GWh par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Les bonnes conditions hydrologiques au pays ont toutefois été annulées par une baisse des prix de l'électricité, entraînant une diminution nette de 17 millions \$ des produits. La dépréciation du dollar américain, par rapport à sa valeur au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, a entraîné une augmentation des produits de 5 millions \$, mais elle s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt pour se traduire par un apport net de néant aux fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 15 millions \$, soit une hausse de 4 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse des produits ayant été contrebalancée par les économies au titre des coûts opérationnels directs découlant de la diminution des achats de combustible et d'électricité.

Brésil

La production du portefeuille s'est élevée à 1 061 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 159 GWh et inférieure de 21 GWh à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. La production totale comprend l'apport de 26 GWh de la centrale d'une puissance de 25 MW récemment mise en service.

La production non régie par contrat a généré des prix plus élevés au cours du trimestre, lesquels ont été annulés en partie par la diminution de la production, entraînant un apport net de 18 millions \$ aux produits. L'installation d'une puissance de 25 MW mise en service au cours du premier trimestre a fourni un apport de 2 millions \$ aux produits. La dépréciation du dollar américain, par rapport à sa valeur au trimestre correspondant de l'exercice précédent, a entraîné une augmentation des produits de 4 millions \$, mais elle s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt pour se traduire par un apport net de 2 millions \$ aux fonds provenant des activités.

À 45 millions \$, les fonds provenant des activités ont augmenté de 23 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités hydroélectriques pour les trimestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2017						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	372	292	664	259	101	1 024
Production (GWh) – réelle	281	282	563	240	123	926
Produits	31 \$	24 \$	55 \$	21 \$	11 \$	87 \$
BAIIA ajusté ¹	22	19	41	11	10	62
Fonds provenant des activités ¹	7 \$	13 \$	20 \$	2 \$	2 \$	24 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2016						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	372	292	664	326	101	1 091
Production (GWh) – réelle	284	205	489	278	149	916
Produits	38 \$	23 \$	61 \$	29 \$	8 \$	98 \$
BAIIA ajusté ¹	29	18	47	16	6	69
Fonds provenant des activités ¹	13 \$	12 \$	25 \$	3 \$	- \$	28 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

Le régime des vents a été inférieur à la moyenne à long terme dans l'ensemble du portefeuille, particulièrement à nos installations éoliennes en Californie, surtout en raison de la baisse des ressources éoliennes. À la période correspondante de l'exercice précédent, la production des centrales au Canada a augmenté du fait d'un régime des vents plus fort et la production aux États-Unis a été comparable. La production du portefeuille a atteint 563 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 664 GWh et une augmentation de 74 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits se sont élevés à 55 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 6 millions \$ principalement attribuable à un produit non récurrent tiré d'un accord conclu avec des installations éoliennes avoisinantes en Californie relativement aux conséquences entraînées par le sillage au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 20 millions \$, soit une diminution de 5 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

Europe

Le régime des vents en Irlande s'est amélioré au cours du trimestre. Cependant, la production a été inférieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui comprenait un apport de 66 GWh découlant du portefeuille éolien de 137 MW en Irlande qui a été vendu au cours du premier trimestre de 2017. Au cours du trimestre, nous avons bénéficié de l'apport supplémentaire de 13 GWh découlant de la production pour un trimestre complet des installations mises en service en 2016 et 2017.

Les produits se sont élevés à 21 millions \$, ce qui correspond à une diminution de 8 millions \$. La baisse des prix réalisés sur le marché libre de nos installations éoliennes en Irlande a été annulée en partie par la hausse de la production, entraînant une diminution nette des produits de 3 millions \$. L'installation éolienne d'une puissance de 137 MW vendue au cours du premier trimestre de 2017 a ajouté 5 millions \$ aux produits et 2 millions \$ aux fonds provenant des activités au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 2 millions \$, soit une diminution de 1 million \$.

Brésil

La production a été supérieure à la moyenne à long terme, mais inférieure à la production de la période correspondante de l'exercice précédent en raison du régime des vents plus fort dans l'ensemble du portefeuille.

Les produits totalisant 11 millions \$ affichent une hausse de 3 millions \$ attribuable principalement à la hausse des prix de l'électricité réalisés, notre portefeuille ayant tiré parti d'un mécanisme d'enchère sur le marché de l'électricité du Brésil pour obtenir des contrats à meilleur prix pour le reste de l'exercice considéré.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 2 millions \$, soit une hausse de 2 millions \$.

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR LE SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2017

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme pour les semestres clos les 30 juin :

					Variation des résultats		
					Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
PRODUCTION (GWh)	Production réelle		Production MLT		2017	2016	
	2017	2016	2017	2016			
Hydroélectricité							
Amérique du Nord							
États-Unis	7 088	6 112	7 171	6 800	(83)	(688)	976
Canada	3 237	3 078	2 736	2 741	501	337	159
	10 325	9 190	9 907	9 541	418	(351)	1 135
Colombie	7 564	4 412	7 017	5 762	547	(1 350)	3 152
Brésil	2 118	2 108	2 298	2 341	(180)	(233)	10
	20 007	15 710	19 222	17 644	785	(1 934)	4 297
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	454	504	623	623	(169)	(119)	(50)
Canada	593	506	616	616	(23)	(110)	87
	1 047	1 010	1 239	1 239	(192)	(229)	37
Europe	672	749	687	777	(15)	(28)	(77)
Brésil	262	262	182	182	80	80	-
	1 981	2 021	2 108	2 198	(127)	(177)	(40)
Divers	114	90	151	153	(37)	(63)	24
Totale	22 102	17 821	21 481	19 995	621	(2 174)	4 281

Au cours du semestre clos le 30 juin 2017, les solides apports en eau et l'amélioration des conditions hydrologiques ont avantagé l'ensemble du portefeuille hydroélectrique. En Amérique du Nord, la production est revenue à un niveau comparable à la moyenne à long terme aux États-Unis et nous avons enregistré un solide apport de nos actifs en propriété exclusive au Canada. En Colombie, la région s'est remise de la sécheresse qui a sévi à la période correspondante de l'exercice précédent. Au Brésil, les conditions hydrologiques se sont légèrement améliorées par rapport à celles de la période correspondante de l'exercice précédent, mais la production est demeurée inférieure à la moyenne à long terme. La production du portefeuille a été de 20 007 GWh, l'apport découlant de la croissance du portefeuille s'étant élevé à 1 723 GWh.

La production des installations éoliennes en Amérique du Nord et en Europe correspondait à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, mais a été inférieure à la moyenne à long terme en raison de la baisse des ressources éoliennes. La production du portefeuille a été de 1 981 GWh, et la croissance du portefeuille a ajouté 24 GWh. La production de la période correspondante de l'exercice précédent incluait celle de 98 GWh du portefeuille éolien de 137 MW en Irlande qui a été vendu au cours du premier trimestre de 2017.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés, et présente un rapprochement du résultat net pour les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Produits	1 360 \$	1 301 \$
Autres produits	18	32
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	5	4
Coûts d'exploitation directs	(473)	(505)
BAIIA ajusté ¹	910	832
Coûts de service de gestion	(37)	(30)
Charge d'intérêts – emprunts	(319)	(288)
Impôt exigible	(12)	(12)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(13)	(6)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(170)	(191)
Actions privilégiées	(12)	(13)
Fonds provenant des activités ¹	347	292
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	(34)	(33)
Fonds provenant des activités ajustés ¹	313	259
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	182	204
Ajouter : distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	13	6
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées	34	33
Amortissement des immobilisations corporelles	(398)	(383)
Perte latente sur les instruments financiers	(26)	(2)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(6)	(4)
Charge d'impôt différé	(21)	(41)
Divers	21	(12)
Résultat net	112 \$	60 \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,33	1,33
€	0,92	0,90
R\$	3,18	3,70
£	0,79	0,70
COP	2 920	3 114

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

²⁾ Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

Les produits totalisant 1 360 millions \$ représentent une augmentation de 59 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

La hausse de la production de notre portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord par rapport à la production de la période correspondante de l'exercice précédent a été en partie annulée par des prix relativement plus bas, ce qui s'est traduit par un apport net de 17 millions \$ aux produits. La production supplémentaire par suite de l'apport pendant une période complète de la croissance du portefeuille a ajouté 18 millions \$ aux produits.

En Colombie, l'amélioration des conditions hydrologiques a été largement neutralisée par la baisse des prix de l'électricité sur le marché libre, ce qui a entraîné une diminution nette des produits de 30 millions \$.

Le portefeuille hydroélectrique au Brésil a continué de bénéficier de prix de l'électricité réalisés sur le marché libre relativement plus élevés, mais a légèrement souffert de la baisse de la production, ce qui s'est traduit par une augmentation nette des produits de 22 millions \$. Les apports supplémentaires découlant de la croissance du portefeuille ont ajouté 4 millions \$ aux produits.

Les apports supplémentaires découlant de la croissance de notre portefeuille éolien en Europe ont ajouté 2 millions \$ aux produits. Au premier trimestre de 2017, nous avons vendu un portefeuille éolien d'une puissance de 137 MW en Irlande qui avait contribué aux produits à hauteur de 8 millions \$ au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. Un montant de 6 millions \$ tiré d'un accord conclu avec des installations éoliennes avoisinantes en Californie relativement aux conséquences entraînées par le sillage était inclus à la période correspondante de l'exercice précédent.

La dépréciation du dollar américain par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une augmentation des produits de 40 millions \$, mais s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt pour se traduire par un apport net de 9 millions \$ aux fonds provenant des activités. Les autres produits ont reculé principalement en raison du profit de 22 millions \$ réalisé au règlement de contrats de couverture de change à la période correspondante de l'exercice précédent.

Le total des produits moyens par MWh, au prorata, a fléchi de 4 \$ par MWh, principalement en raison de la baisse des prix de l'électricité réalisés sur le marché libre dans le portefeuille en Colombie.

Les coûts d'exploitation directs de 473 millions \$ représentent une diminution de 32 millions \$. Cette diminution est surtout attribuable à la réduction des achats d'électricité en Colombie et au recouvrement d'impôts fonciers payés en trop au cours des exercices précédents à l'une de nos centrales hydroélectriques au Canada. Les coûts d'exploitation directs supplémentaires de 38 millions \$ découlent de l'incidence pendant un semestre complet de la croissance de notre portefeuille.

Les coûts de service de gestion totalisant 37 millions \$ représentent une augmentation de 7 millions \$, attribuable surtout à l'augmentation de la valeur marchande de nos parts de société en commandite et à la croissance de la valeur de capitalisation par suite de l'émission de parts de société en commandite, de parts de société en commandite privilégiées et de billets à moyen terme au cours des douze derniers mois.

La charge d'intérêts de 319 millions \$ représente une augmentation de 31 millions \$, qui a été entraînée par la croissance de notre portefeuille à hauteur de 25 millions \$. Le reste de l'augmentation est attribuable aux refinancements liés à des projets et à l'émission de billets à moyen terme en 2016.

Les distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées totalisant 13 millions \$ représentent une augmentation de 7 millions \$, attribuable aux parts de société en commandite privilégiées au cours du trimestre considéré et en mai 2016.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle totalisant 182 millions \$ a diminué de 22 millions \$ surtout à cause de la baisse des fonds provenant des activités des actifs en propriété non exclusive.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 347 millions \$, soit une augmentation de 55 millions \$.

RÉSULTATS SECTORIELS

HYDROÉLECTRICITÉ

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités hydroélectriques pour les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2017				
	Amérique du Nord			Colombie	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT	7 171	2 736	9 907	7 017	2 298	19 222
Production (GWh) – réelle	7 088	3 237	10 325	7 564	2 118	20 007
Produits	440 \$	199 \$	639 \$	388 \$	140 \$	1 167 \$
BAIIA ajusté ¹	309	169	478	200	109	787
Fonds provenant des activités ¹	171 \$	135 \$	306 \$	25 \$	78 \$	409 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2016				
	Amérique du Nord			Colombie	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT	6 800	2 741	9 541	5 762	2 341	17 644
Production (GWh) – réelle	6 112	3 078	9 190	4 412	2 108	15 710
Produits	417 \$	185 \$	602 \$	395 \$	98 \$	1 095 \$
BAIIA ajusté ¹	285	171	456	182	71	709
Fonds provenant des activités ¹	142 \$	139 \$	281 \$	21 \$	43 \$	345 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

Dans l'ensemble du portefeuille, la production a été supérieure à la moyenne à long terme pour le premier semestre de l'exercice et supérieure à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, qui avait souffert de faibles apports d'eau au deuxième trimestre. Plus particulièrement, nous avons bénéficié de solides apports d'eau à nos installations détenues en propriété exclusive à New York, au Québec et en Ontario. Nous avons géré activement nos réservoirs et terminé le trimestre avec une production comparable à la moyenne à long terme, nous laissant en bonne position pour la saison estivale. La production du portefeuille a atteint 10 325 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 9 907 GWh et une augmentation de 1 135 GWh par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. La production totale comprend l'apport supplémentaire de 399 GWh de la production pendant un semestre complet de notre portefeuille de 296 MW en Pennsylvanie acquis au deuxième trimestre de 2016.

Les produits se sont élevés à 639 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 37 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Les importants apports d'eau du deuxième trimestre ont été neutralisés en partie par des prix réalisés relativement plus bas, ce qui s'est traduit par un apport net de 17 millions \$ aux produits. Le total des produits comporte l'apport de 18 millions \$ tiré de la production pendant un semestre complet de notre portefeuille de 296 MW en Pennsylvanie.

La dépréciation du dollar américain par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une augmentation des produits de 1 million \$, mais a également compensé pour les coûts d'exploitation et d'emprunt. À la période correspondante de l'exercice précédent, nous avons bénéficié de profits de 22 millions \$, comptabilisés dans les autres produits, grâce à notre programme de couverture de change en cours.

Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons réussi à recouvrer des trop-perçus d'impôts fonciers d'exercices précédents totalisant 8 millions \$ de l'une de nos centrales hydroélectriques au Canada.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 306 millions \$, soit une hausse de 25 millions \$, principalement attribuable à une hausse de la production dans l'ensemble du portefeuille.

Colombie

La production du portefeuille a atteint 7 564 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme de 7 017 GWh, et représente une hausse de 3 152 GWh en regard de la production de la période correspondante de l'exercice précédent durant laquelle avait sévi la sécheresse. La production supplémentaire associée à l'apport pendant un semestre complet s'est élevée à 1 272 GWh.

Les produits totalisant 388 millions \$ représentent une diminution de 7 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

Les bonnes conditions hydrologiques et l'apport pendant un semestre complet de la croissance ont été compensés par une baisse des prix de l'électricité, ce qui a eu une incidence nette de 30 millions \$ sur les produits.

La dépréciation du dollar américain par rapport au semestre correspondant de l'exercice précédent a entraîné une augmentation des produits de 23 millions \$, mais s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt, l'impôt exigible et la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, pour se traduire par un apport net de 1 million \$ aux fonds provenant des activités.

Au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, les coûts d'exploitation ont diminué de 72 millions \$ du fait de la réduction des achats d'électricité.

L'apport pendant un semestre complet du portefeuille a également eu une incidence sur les coûts d'exploitation et d'emprunt, l'impôt exigible et la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, entraînant une réduction des fonds provenant des activités de 39 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 25 millions \$, soit une hausse de 4 millions \$.

Brésil

La production du portefeuille a atteint 2 118 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 2 298 GWh et une augmentation de 10 GWh par rapport à celle du semestre correspondant de l'exercice précédent. La production totale comprend l'apport de 52 GWh de la centrale d'une puissance de 25 MW récemment mise en service.

Les produits totalisant 140 millions \$ représentent une augmentation de 42 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. Le portefeuille a profité de prix de l'électricité relativement plus élevés, neutralisés par une baisse de la production, ce qui s'est traduit par un apport net de 22 millions \$ aux produits. Le total des produits comporte un apport de 4 millions \$ de la centrale d'une puissance de 25 MW mise en service récemment.

La dépréciation du dollar américain a entraîné une augmentation des produits de 16 millions \$, mais s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt, pour se traduire par un apport net de 5 millions \$ aux fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 78 millions \$, soit une augmentation de 35 millions \$.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités de production d'énergie éolienne pour les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2017						
	Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT	623	616	1 239	687	182	2 108
Production (GWh) – réelle	454	593	1 047	672	262	1 981
Produits	48 \$	55 \$	103 \$	58 \$	20 \$	181 \$
BAIIA ajusté ¹	32	46	78	37	18	133
Fonds provenant des activités ¹	8 \$	33 \$	41 \$	9 \$	4 \$	54 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2016						
	Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT	623	616	1 239	777	182	2 198
Production (GWh) – réelle	504	506	1 010	749	262	2 021
Produits	60 \$	52 \$	112 \$	71 \$	13 \$	196 \$
BAIIA ajusté ¹	43	43	86	45	11	142
Fonds provenant des activités ¹	14 \$	30 \$	44 \$	11 \$	1 \$	56 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

Le régime des vents a été inférieur à la moyenne à long terme dans l'ensemble de notre portefeuille surtout en raison de la baisse des ressources éoliennes aux États-Unis. Le régime des vents s'est amélioré à nos installations détenues en propriété exclusive au Canada pendant la période correspondante de l'exercice précédent. La production du portefeuille a été de 1 047 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 1 239 GWh et une augmentation de 37 GWh par rapport à celle du semestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits se sont élevés à 103 millions \$, en baisse de 9 millions \$. Au semestre correspondant de l'exercice précédent, nous avons tiré un produit de 6 millions \$ d'un accord conclu avec des installations éoliennes avoisinantes relativement aux conséquences entraînées par le sillage en Californie. Le reste de la diminution des produits s'explique essentiellement par la baisse de la production de nos installations aux États-Unis.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 41 millions \$, soit une diminution de 3 millions \$. L'incidence de la baisse des produits aux États-Unis sur les fonds provenant des activités a été atténuée par notre quote-part dans le portefeuille.

Europe

La production du portefeuille a atteint 672 GWh, soit une production conforme à la moyenne à long terme, qui s'est établie à 687 GWh, et une diminution de 77 GWh par rapport à celle du semestre correspondant de l'exercice précédent. La production totale comprend un apport supplémentaire de 24 GWh découlant de la production pour un trimestre complet des installations mises en service en 2016 et 2017. La production de la période correspondante de l'exercice précédent comprenait celle de 98 GWh du portefeuille éolien de 137 MW en Irlande qui a été vendu au cours du premier trimestre de 2017.

Les produits totalisant 58 millions \$ affichent une baisse de 13 millions \$. Les parcs éoliens en Irlande ont souffert de la baisse des prix réalisés sur le marché libre par rapport à ceux du semestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'est traduit par une diminution des produits de 5 millions \$. L'installation éolienne de 137 MW vendue au cours du premier trimestre de 2017 avait contribué aux produits à hauteur

de 8 millions \$ à l'exercice précédent. Le total des produits comprend l'apport supplémentaire de 2 millions \$ provenant des installations mises en service en 2016 et 2017.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 9 millions \$, soit une diminution de 2 millions \$.

Brésil

À 262 GWh, la production du portefeuille est supérieure à la moyenne à long terme de 182 GWh, mais reste inchangée par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent.

Les produits totalisant 20 millions \$ affichent une augmentation de 7 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, attribuable principalement à la hausse des prix de l'électricité réalisés, notre portefeuille ayant tiré parti d'un mécanisme d'enchère sur le marché de l'électricité du Brésil pour obtenir des contrats à meilleur prix pour le reste de l'année. La dépréciation du dollar américain par rapport au semestre correspondant de l'exercice précédent a entraîné une augmentation des produits de 2 millions \$, mais s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt, pour se traduire par un apport net de néant aux fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 4 millions \$, soit une hausse de 3 millions \$ par rapport au semestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente notre quote-part de la hausse des produits.

PROFIL DES CONTRATS

Règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin d'assurer un degré élevé de prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous conservons une vision à long terme, à savoir que le prix de l'électricité et la demande d'électricité 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 de leurs coûts de plus en plus concurrentiels.

Au Brésil et en Colombie, nous prévoyons aussi que les prix de l'électricité continueront d'être favorisés par le besoin de construire de nouvelles sources d'approvisionnement à moyen ou long terme pour répondre à la demande 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 et en Europe, 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.

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE	Solde en 2017	2018	2019	2020	2021
Production (GWh)					
Production visée par contrat ¹					
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ²	3 326	6 953	6 306	6 306	6 098
Canada	2 377	5 051	5 051	3 584	3 091
	5 703	12 004	11 357	9 890	9 189
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	221	511	511	511	511
Canada	581	1 197	1 197	1 197	1 197
	802	1 708	1 708	1 708	1 708
Europe	214	458	458	404	398
	1 016	2 166	2 166	2 112	2 106
	6 719	14 170	13 523	12 002	11 295
Production non visée par contrat	318	1 531	2 178	3 699	4 406
Moyenne à long terme au prorata ³	7 037	15 701	15 701	15 701	15 701
Participations ne donnant pas le contrôle	2 514	5 745	5 745	5 745	5 745
Moyenne à long terme totale	9 551	21 446	21 446	21 446	21 446
Production visée par contrat – au 30 juin 2017					
% de la production totale au prorata	95 %	90 %	86 %	76 %	72 %
Prix par MWh – production totale au prorata	71 \$	72 \$	75 \$	78 \$	80 \$

¹⁾ Les actifs en cours de construction sont compris lorsque les détails au sujet de la tarification et de la moyenne à long terme sont disponibles et que la date de début des activités commerciales est précisée dans un contrat de construction définitif. Pour les exercices 2018 à 2021, au prorata, l'apport des actifs en cours de construction qui répondent aux conditions précitées est de 38 GWh.

²⁾ Comprend la production de 604 GWh pour 2017 et de 647 GWh pour 2018 garantie par des contrats financiers.

³⁾ La moyenne à long terme au prorata comprend les actifs en propriété exclusive et notre quote-part des actifs que nous gérons.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée du portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord s'élève à 21 ans (au prorata). Au cours des cinq prochaines années, les contrats de trois centrales hydroélectriques viendront à échéance, soit un en 2020 d'une moyenne annuelle à long terme de 1 467 GWh et deux en 2021 d'une production annuelle combinée de 1 161 GWh.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des portefeuilles au Brésil et en Colombie s'établit respectivement à 9 ans et 2 ans (au prorata). 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.

Le portefeuille éolien en Europe a une durée résiduelle moyenne pondérée de 9 ans (au prorata), après résiliation des contrats à long terme liés au portefeuille éolien en Irlande d'une puissance de 137 MW vendu au cours du premier trimestre de l'exercice considéré.

La majorité des contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield de nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. La répartition au prorata de la production visée par contrat aux termes de conventions d'achat d'électricité se compose de Brookfield (66 %), d'organismes publics d'électricité (20 %), de sociétés de distribution (10 %) et d'utilisateurs industriels (4 %).

PARTIE 3 – 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.

Le tableau suivant présente le total de la structure du capital et le ratio d'endettement à la valeur comptable :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 juin 2017	31 déc. 2016
Facilités de crédit ¹	588 \$	673 \$
Emprunts de la société mère ²	1 615	1 556
Emprunts des filiales ³	7 789	7 953
Dette à long terme	9 992	10 182
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 675	3 652
Capitaux propres	12 400	12 672
Total de la structure du capital	26 067 \$	26 506 \$
Ratio d'endettement	38 %	38 %

¹⁾ Comprennent un montant de 559 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit non assorties d'une sûreté de la société mère, mais garanties par Énergie Brookfield, et un montant de 29 millions \$ emprunté aux termes d'une facilité de crédit mise à la disposition d'un fonds privé auquel participe Brookfield.

²⁾ Les montants ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield.

³⁾ Sans recours, garantis par des actifs précis de certaines filiales d'Énergie Brookfield.

Liquidités disponibles

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

(EN MILLIONS)	À la date du rapport	30 juin 2017	31 déc. 2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie consolidés	174 \$	174 \$	223 \$
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(70)	(70)	(135)
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	104	104	88
Titres disponibles à la vente	186	186	136
Facilités de crédit			
Facilités de crédit autorisées	2 090	2 090	1 890
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit ^{1, 2}	(89)	(559)	(673)
Lettres de crédit émises	(245)	(245)	(250)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 756	1 286	967
Liquidités disponibles	2 046 \$	1 576 \$	1 191 \$

¹⁾ Comprennent un montant de 559 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit non assorties d'une sûreté de la société mère, garanties par Énergie Brookfield. Excluent un montant de 29 millions \$ emprunté aux termes d'une facilité de crédit mise à la disposition d'un fonds privé auquel participe Brookfield.

²⁾ Après la fin du trimestre, le produit net de 407 millions \$ tiré de l'émission de parts de société en commandite et la quote-part d'Énergie Brookfield des flux de trésorerie supplémentaires provenant du refinancement associé à un portefeuille d'une puissance de 360 MW en Nouvelle-Angleterre, d'un montant de 63 millions \$, ont été utilisés pour rembourser les prélèvements effectués sur les facilités de crédit.

Nous disposons des liquidités nécessaires qui nous permettent de financer nos initiatives de croissance, nos dépenses d'investissement, nos distributions et nos activités par l'accès à du financement de première qualité, et de résister aux changements néfastes soudains de la conjoncture économique ou aux fluctuations à court terme de la production. Les principales sources de liquidité sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, nos facilités de crédit, le financement des emprunts des filiales et le produit tiré de l'émission de divers titres sur les marchés.

Facilités de crédit et emprunts des filiales

Au cours du semestre clos le 30 juin 2017, les activités de financement suivantes ont été menées :

- Prolongation d'un an, jusqu'en juin 2022, de l'échéance des facilités de crédit de la société mère d'un montant de 1,6 milliard \$
- Augmentation de 200 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable non garantie consentie par Brookfield Asset Management, pour la faire passer à 400 millions \$
- Refinancement d'un montant de 65 millions \$ associé à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 44 MW en Nouvelle-Angleterre
- Refinancement d'un montant de 60 millions \$ lié à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 417 MW en Pennsylvanie
- Refinancement d'un montant de 55 millions \$ CA (43 millions \$) associé à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 17 MW au Québec
- Refinancement d'un montant de 11 millions \$ lié à un actif éolien d'une puissance de 11 MW en Arizona

Après la fin du trimestre, nous avons refinancé une dette de 350 millions \$ associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 360 MW en Nouvelle-Angleterre, grâce à l'émission d'obligations vertes capitalisées à l'échéance, sur 15 ans, d'un montant de 475 millions \$. Nous avons également obtenu une lettre de facilité de crédit d'un montant de 25 millions \$ au titre du portefeuille.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et des intérêts à payer au 30 juin 2017 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts de la société et facilités de crédit	29	154	-	362	544	1 119	2 208 \$
Emprunts des filiales	764	299	550	1 031	926	4 282	7 852
	793	453	550	1 393	1 470	5 401	10 060
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties							(68)
							9 992
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	6	5	6	6	411	435
							10 427 \$

Les emprunts des filiales venant à échéance en 2017 devraient être refinancés ou remboursés à l'échéance ou par anticipation. Conformément à notre stratégie de financement, nous prévoyons obtenir un prêt capitalisé à l'échéance à taux fixe et à long terme qui devrait accroître la durée moyenne de notre portefeuille d'emprunts liés aux projets et réduire son taux d'intérêt moyen. Parmi les remboursements effectués en 2017, on compte des montants de 315 millions \$ et 305 millions \$ associés aux actifs en exploitation compris dans nos portefeuilles en Nouvelle-Angleterre et à New York, respectivement, le reste représentant l'amortissement dans le cours normal des activités. Après la fin du trimestre, nous avons refinancé la dette de 315 millions \$ venant à échéance en 2017.

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 2021 à des conditions acceptables soulève de problèmes majeurs et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

Le profil global relatif aux échéances et aux taux d'intérêt moyens de nos emprunts et facilités de crédit se présente comme suit :

	Durée moyenne (années)		Taux d'intérêt moyen (%)	
	30 juin 2017	31 déc. 2016	30 juin 2017	31 déc. 2016
Emprunts de la société	6,9	7,4	4,5	4,5
Facilités de crédit	5,0	4,5	2,3	1,9
Emprunts des filiales	8,6	9,0	6,2	6,4

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	242 \$	139 \$	542 \$	364 \$
Activités de financement	(362)	322	(540)	2 747
Activités d'investissement	(37)	(516)	(51)	(2 988)
Profit (perte) de change sur la trésorerie	(5)	5	-	24
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(162) \$	(50) \$	(49) \$	147 \$

Au 30 juin 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 174 millions \$, ce qui représente une baisse de 49 millions \$ depuis le 31 décembre 2016.

Activités d'exploitation

Pour le deuxième trimestre de 2017, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 242 millions \$, ce qui constitue une augmentation de 103 millions \$ sur 12 mois attribuable principalement à la hausse des fonds provenant des activités et à la variation des soldes du fonds de roulement.

Pour le semestre clos le 30 juin 2017, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 542 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 178 millions \$ sur 12 mois découlant essentiellement de la variation des soldes du fonds de roulement et de la hausse des fonds provenant des activités.

Activités de financement

Pour le deuxième trimestre de 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont élevés à 362 millions \$. Le montant de 152 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – emprunts était lié aux mesures de financement des filiales et aux prélèvements effectués sur les facilités de crédit. Le montant de 207 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – remboursements avait trait aux mesures de financement des filiales et aux prélèvements effectués sur les facilités de crédit.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP se sont élevées à 145 millions \$ (124 millions \$ en 2016). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à 173 millions \$ (36 millions \$ en 2016).

Pour le semestre clos le 30 juin 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont élevés à 540 millions \$. Le montant de 299 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme –

emprunts était lié aux mesures de financement des filiales et aux prélèvements effectués sur les facilités de crédit. Le montant de 462 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – remboursements avait trait au remboursement des mesures de financement des filiales et aux prélèvements effectués sur les facilités de crédit. L'émission de parts de société en commandite privilégiées a généré un produit net de 187 millions \$. Se reporter à la « PARTIE 4 – Informations financières supplémentaires ».

Pour le semestre clos le 30 juin 2017, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP se sont élevées à 289 millions \$ (250 millions \$ en 2016). Nous avons haussé nos distributions pour les porter à 1,87 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 9 cents par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2017. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à 283 millions \$ (58 millions \$ en 2016). Pour de plus amples renseignements, se reporter à la « PARTIE 3 – Situation de trésorerie et sources de financement ».

Activités d'investissement

Pour le deuxième trimestre de 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 37 millions \$. Nos investissements dans le développement et la construction d'actifs de production d'électricité ont atteint 40 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 33 millions \$. Notre placement dans des titres disponibles à la vente s'est établi à 27 millions \$. La variation des liquidités soumises à restrictions s'est élevée à 63 millions \$.

Pour le semestre clos le 30 juin 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 51 millions \$. Nos investissements dans le développement d'actifs de production d'électricité ont atteint 89 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 51 millions \$. Notre placement dans des titres disponibles à la vente s'est établi à 39 millions \$. Le produit découlant de la vente d'installations éoliennes en Irlande d'une puissance de 137 MW, net de la trésorerie de l'entité cédée, s'est élevé à 150 millions \$.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation étaient comme suit :

	30 juin 2017	31 déc. 2016
Actions privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	31 035 967	33 921 463
Actions privilégiées échangées contre des parts de société en commandite privilégiées	-	(2 885 496)
Solde à la fin de la période / de l'exercice	31 035 967	31 035 967
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	17 885 496	7 000 000
Émission de parts de société en commandite privilégiées	10 000 000	8 000 000
Actions privilégiées échangées contre des parts de société en commandite privilégiées	-	2 885 496
Solde à la fin de la période / de l'exercice	27 885 496	17 885 496
Participation de commandité	2 651 506	2 651 506
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	129 658 623	129 658 623
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	166 839 324	143 188 170
Émission de parts de société en commandite ¹	-	23 352 208
Régime de réinvestissement des distributions	156 605	298 946
Solde à la fin de la période / de l'exercice	166 995 929	166 839 324
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ^{1, 2}	296 654 552	296 497 947

¹⁾ Après la fin du trimestre, Énergie Brookfield a émis 13 247 000 parts de société en commandite. Compte tenu d'un échange intégral, le total des parts de société en commandite s'établirait à 309 901 552. Se reporter à la note 18, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

²⁾ Les montants échangés intégralement supposent l'échange des parts de société en commandite rachetables/échangeables contre des parts de société en commandite.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Les dividendes et distributions déclarés et versés sont comme suit :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin				Semestres clos les 30 juin			
	Déclarés		Versés		Déclarés		Versés	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Actions privilégiées de catégorie A	6 \$	7 \$	6 \$	7 \$	12 \$	13 \$	12 \$	13 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	7 \$	3 \$	6 \$	3 \$	13 \$	6 \$	11 \$	4 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans des filiales en exploitation	161 \$	26 \$	161 \$	26 \$	260 \$	41 \$	260 \$	41 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	8 \$	5 \$	8 \$	5 \$	17 \$	12 \$	16 \$	11 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	61 \$	58 \$	60 \$	57 \$	123 \$	117 \$	121 \$	115 \$
Parts de société en commandite	78 \$	67 \$	77 \$	62 \$	157 \$	132 \$	152 \$	124 \$

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 15, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés intermédiaires non audités pour de plus amples renseignements sur ce qui suit :

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

ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Énergie Brookfield n'a pas conclu d'accords hors état de la situation financière.

PARTIE 4 – INFORMATIONS FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2017	31 déc. 2016
Actifs courants	774 \$	907 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	24 849	25 257
Goodwill	885	896
Total de l'actif	27 220	27 737
Dette à long terme et facilités de crédit	9 992	10 182
Passifs d'impôt différé	3 820	3 802
Total du passif	14 820	15 065
Total des capitaux propres	12 400	12 672
Total du passif et des capitaux propres	27 220	27 737

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

La juste valeur des immobilisations corporelles s'élevait à 24,8 milliards \$ au 30 juin 2017, contre 25,3 milliards \$ au 31 décembre 2016. Au cours du semestre clos le 30 juin 2017, le développement et la construction d'actifs de production d'électricité ont totalisé 143 millions \$. La juste valeur du portefeuille d'actifs éoliens d'une puissance de 137 MW cédé au cours du premier trimestre de l'exercice considéré s'élevait à 338 millions \$. Au cours du trimestre considéré, nous avons conclu un contrat de construction pour un projet de développement éolien en Irlande, ce qui nous a permis de déterminer la juste valeur. Par conséquent, les immobilisations en cours associées à ce projet ont été réévaluées, ce qui a donné lieu à une augmentation de la juste valeur de 11 millions \$. L'augmentation de 180 millions \$ de la juste valeur des immobilisations corporelles est attribuable à la dépréciation du dollar américain. Nous avons également comptabilisé une charge d'amortissement de 398 millions \$, qui est beaucoup plus élevée que le montant que nous devons réinvestir dans l'entreprise en dépenses d'investissement de maintien.

Pour des renseignements sur les hypothèses utilisées pour la réévaluation de la juste valeur et l'analyse de sensibilité, se reporter à la note 11, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », dans les états financiers consolidés audités du 31 décembre 2016.

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 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 installations et accroît ainsi la stabilité de ses flux de trésorerie.

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites en détail à la note 26, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016.

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 des 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 Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III et Brookfield Infrastructure Debt Fund, dans le cadre desquelles ces fonds donnent accès à du financement à court terme à Énergie Brookfield au moyen de l'utilisation de leurs facilités de crédit.

Au cours de la période, Brookfield Asset Management a fait passer à 400 millions \$ la facilité de crédit renouvelable non garantie qu'elle a consentie à Énergie Brookfield. Pendant le premier trimestre de l'exercice considéré, Brookfield Asset Management a déposé des fonds d'un montant de 140 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield, qui ont été rendus avant la fin du premier trimestre. Les charges d'intérêts sur les prélèvements effectués sur la facilité de crédit et le dépôt ont totalisé 1 million \$.

En 2011, au moment de la constitution d'Énergie Brookfield, Brookfield Asset Management a transféré certains projets de développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale, mais a droit à une contrepartie variable sur les activités commerciales ou la vente de ces projets. Un montant de 8 millions \$ a été comptabilisé dans le cadre de la mise en service d'une centrale hydroélectrique au Brésil d'une puissance de 25 MW au premier trimestre de 2017.

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

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	176 \$	137 \$	326 \$	319 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	2	3	3	5
	178 \$	140 \$	329 \$	324 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	(2) \$	- \$	(5) \$	(1) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(12)	(11)
Services d'assurance	(5)	(5)	(10)	(10)
	(13) \$	(11) \$	(27) \$	(22) \$
Coûts de service de gestion	(21) \$	(15) \$	(37) \$	(30) \$

CAPITAUX PROPRES

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

Brookfield, à titre de détentrice 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. Si 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-dessus 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-dessus de ce seuil. Des distributions incitatives de 7 millions \$ et de 15 millions \$ ont été comptabilisées respectivement au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 (4 millions \$ et 10 millions \$ en 2016).

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

Le 14 février 2017, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 11 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 11 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (190 millions \$). Les porteurs de parts privilégiées de série 11 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2022. Par la suite, le taux de distribution sera fixé de nouveau 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 3,82 %, et ii) 5,00 %.

Les porteurs des parts privilégiées de série 11 auront le droit, à leur gré, de reclasser leurs parts privilégiées de série 11 en parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 12 (les « parts privilégiées de série 12 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2022 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des parts privilégiées de série 12 auront le droit de recevoir des distributions en espèces privilégiées cumulatives variables équivalant au taux des bons du Trésor canadien à 90 jours, majoré de 3,82 %.

Les parts de société en commandite privilégiées ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs. Au 30 juin 2017, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

Capitaux propres des commanditaires

Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 180 784 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, ce qui représente environ 61 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 39 %, est détenue par des investisseurs publics. Étant donné les parts de société en commandite émises après le trimestre considéré, Brookfield Asset Management détiendra environ 60 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. Se reporter à la partie 7, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

PARTIE 5 – INFORMATIONS PROPORTIONNELLES

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme au prorata pour les trimestres clos les 30 juin :

					Variation des résultats		
PRODUCTION (GWh)	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
Hydroélectricité							
Amérique du Nord							
États-Unis	2 522	1 834	2 434	2 439	88	(605)	688
Canada	1 690	1 300	1 461	1 461	229	(161)	390
	4 212	3 134	3 895	3 900	317	(766)	1 078
Colombie	998	596	846	751	152	(155)	402
Brésil	886	900	968	959	(82)	(59)	(14)
	6 096	4 630	5 709	5 610	387	(980)	1 466
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	152	148	204	204	(52)	(56)	4
Canada	282	205	292	292	(10)	(87)	77
	434	353	496	496	(62)	(143)	81
Europe	94	110	103	129	(9)	(19)	(16)
Brésil	51	62	42	42	9	20	(11)
	579	525	641	667	(62)	(142)	54
Divers	44	42	52	59	(8)	(17)	2
Total	6 719	5 197	6 402	6 336	317	(1 139)	1 522

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités, et présente un rapprochement du résultat net pour les trimestres clos les 30 juin :

	Attribuable aux porteurs de parts									Participations ne donnant pas le contrôle et capitaux propres des commandi- taires détenant des parts privilégiées ¹	2017	2016
	Hydroélectricité			Hydroélectricité			Divers	Siège social	Total			
(EN MILLIONS \$)	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	269	46	65	40	9	5	2	-	436	247	683	627
Autres produits	-	1	3	-	-	-	-	1	5	5	10	10
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	3	-	1	-	-	-	-	-	4	-	4	2
Coûts d'exploitation directs	(72)	(23)	(18)	(9)	(5)	(1)	(3)	(5)	(136)	(104)	(240)	(262)
BAIIA ajusté ²	200	24	51	31	4	4	(1)	(4)	309	148	457	377
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	(21)	(15)
Charge d'intérêts – emprunts	(44)	(10)	(4)	(11)	(2)	(2)	-	(22)	(95)	(61)	(156)	(161)
Impôt exigible	2	1	(2)	-	-	-	-	-	1	3	4	(5)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	(7)	(3)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle												
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(90)	(90)	(81)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	(6)	(7)
Fonds provenant des activités ²	158	15	45	20	2	2	(1)	(60)	181	-	181	105
Amortissement des immobilisations corporelles	(55)	(8)	(34)	(21)	(3)	(2)	(4)	-	(127)	(71)	(198)	(204)
Perte latente sur les instruments financiers	-	1	-	-	(6)	-	-	(7)	(12)	6	(6)	(2)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(1)	-	(1)	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)	(3)
Charge d'impôt différé	(11)	(4)	-	23	1	-	-	(12)	(3)	(13)	(16)	(6)
Divers	(9)	7	(4)	2	2	1	2	-	1	22	23	-
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90	90	81
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6	7
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	3
Résultat net	82	11	6	24	(4)	1	(3)	(79)	38	47	85	(19)

¹⁾ Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net, aux actions privilégiées et aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat par part de société en commandite, les 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 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016	Par part	
			2017	2016
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	21 \$	(15) \$	0,13 \$	(0,11) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	1	-	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	16	(13)	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	38 \$	(28) \$	0,13 \$	(0,11) \$
Amortissement des immobilisations corporelles	127	131	0,42	0,47
Perte latente sur les instruments financiers	12	-	0,04	-
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	2	3	0,01	0,01
Charge (recouvrement) d'impôt différé	3	(8)	0,01	(0,03)
Divers	(1)	7	-	0,03
Fonds provenant des activités ¹	181 \$	105 \$	0,61 \$	0,37 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation ²			299,25	280,84

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

²⁾ Comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme au prorata pour les semestres clos les 30 juin :

					Variation des résultats		
PRODUCTION (GWh)	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
Hydroélectricité							
Amérique du Nord							
États-Unis	4 847	4 263	4 733	4 637	114	(374)	584
Canada	3 177	3 011	2 675	2 678	502	333	166
	8 024	7 274	7 408	7 315	616	(41)	750
Colombie	1 824	851	1 692	1 105	132	(254)	973
Brésil	1 757	1 745	1 918	1 940	(161)	(195)	12
	11 605	9 870	11 018	10 360	587	(490)	1 735
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	239	250	332	332	(93)	(82)	(11)
Canada	593	506	616	616	(23)	(110)	87
	832	756	948	948	(116)	(192)	76
Europe	266	296	272	307	(6)	(11)	(30)
Brésil	109	109	76	76	33	33	-
	1 207	1 161	1 296	1 331	(89)	(170)	46
Divers	68	62	80	114	(12)	(52)	6
Total	12 880	11 093	12 394	11 805	486	(712)	1 787

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour les semestres clos les 30 juin :

	Attribuable aux porteurs de parts									Participations ne donnant pas le contrôle et capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ¹	2017	2016
	Hydroélectricité			Hydroélectricité			Divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	524	93	116	79	24	9	7	-	852	508	1 360	1 301
Autres produits	-	2	6	-	-	-	-	1	9	9	18	32
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	3	-	2	-	-	-	-	-	5	-	5	4
Coûts d'exploitation directs	(133)	(47)	(31)	(17)	(9)	(2)	(8)	(11)	(258)	(215)	(473)	(505)
BAIIA ajusté ²	394	48	93	62	15	7	(1)	(10)	608	302	910	832
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(37)	(37)	-	(37)	(30)
Charge d'intérêts – emprunts	(89)	(22)	(10)	(21)	(6)	(3)	-	(43)	(194)	(125)	(319)	(288)
Impôt exigible	1	(1)	(5)	-	-	-	-	-	(5)	(7)	(12)	(12)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)	-	(13)	(6)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle												
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(170)	(170)	(191)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(12)	(12)	-	(12)	(13)
Fonds provenant des activités ²	306	25	78	41	9	4	(1)	(115)	347	-	347	292
Amortissement des immobilisations corporelles	(109)	(16)	(69)	(41)	(10)	(4)	(8)	-	(257)	(141)	(398)	(383)
Perte latente sur les instruments financiers	(1)	(1)	-	-	(8)	-	-	(12)	(22)	(4)	(26)	(2)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(4)	-	(2)	-	-	-	-	-	(6)	-	(6)	(4)
Charge d'impôt différé	(18)	(6)	2	23	3	-	-	(8)	(4)	(17)	(21)	(41)
Divers	(7)	10	(6)	2	(3)	1	2	(3)	(4)	25	21	(12)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170	170	191
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	12	13
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	13	6
Résultat net	167	12	3	25	(9)	1	(7)	(138)	54	58	112	60

¹) Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net, aux actions privilégiées et aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.

²) Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat par part de société en commandite, les 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 semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016	Par part	
			2017	2016
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	30 \$	8 \$	0,18 \$	0,05 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	1	-	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	23	7	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	54 \$	15 \$	0,18 \$	0,05 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	257	250	0,86	0,90
Perte latente sur les instruments financiers	22	3	0,07	0,01
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6	4	0,02	0,01
Charge d'impôt différé	4	8	0,01	0,03
Divers	4	12	0,02	0,05
Fonds provenant des activités ¹	347 \$	292 \$	1,16 \$	1,05 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation ²			299,25	280,84

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

²⁾ Comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

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 :

	30 juin 2017			31 déc. 2016		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)		Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	
Emprunts de la société mère	4,5	6,9	1 620 \$	4,5	7,4	1 562 \$
Facilités de crédit	2,3	5,0	588	1,9	4,5	673
Emprunts des filiales						
Amérique du Nord	5,6	9,6	3 688	5,6	9,6	3 670
Colombie	8,6	6,4	454	9,8	6,9	468
Europe	4,0	10,7	194	3,7	11,1	253
Brésil	9,4	11,6	259	10,1	11,7	263
	6,1	9,5	4 595	6,2	9,6	4 654
Total de la dette			6 803 \$			6 889 \$
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties ¹			(40)			(45)
Quote-part d'Énergie Brookfield			6 763			6 844
Participations ne donnant pas le contrôle			3 229			3 338
Selon les états financiers en IFRS			9 992 \$			10 182 \$

¹⁾ Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis dans la charge d'intérêts sur la durée des emprunts.

Le tableau suivant présente un sommaire au prorata de nos remboursements de capital non actualisés au 30 juin 2017 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts de la société et facilités de crédit	29 \$	154	-	362	544	1 119	2 208 \$
Emprunts des filiales	538	163	226	522	302	2 844	4 595
	567	317	226	884	846	3 963	6 803
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties							(40)
							6 763
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	3	3	3	3	222	235
							6 998 \$

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

	2017		2016				2015	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Production totale (GWh) – MLT	10 942	10 539	10 608	9 345	10 951	9 044	6 369	5 459
Production totale (GWh) – réelle	11 618	10 484	8 728	7 522	8 792	9 029	6 117	4 992
Production au prorata (GWh) – MLT	6 402	5 992	5 887	5 206	6 336	5 469	4 759	4 104
Production au prorata (GWh) – réelle	6 719	6 161	4 734	4 395	5 197	5 896	4 553	3 715
Produit	683 \$	677 \$	571 \$	580 \$	627 \$	674 \$	392 \$	337 \$
Résultat net	85	27	(1)	(19)	(19)	79	(10)	27
BAIIA ajusté ¹	457	453	323	332	377	455	258	242
Fonds provenant des activités ¹	181	166	54	73	105	187	88	80
Résultat de base par part de société en commandite	0,13	0,05	(0,16)	(0,12)	(0,11)	0,16	(0,09)	(0,07)
Fonds provenant des activités par part de société en commandite ¹	0,61	0,55	0,18	0,24	0,37	0,68	0,32	0,28
Distribution par part de société en commandite	0,468	0,468	0,445	0,445	0,445	0,445	0,415	0,415

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier », « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

PARTIE 7 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

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

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités sont préparés conformément à l'IAS 34, selon laquelle il faut procéder à des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés audités du 31 décembre 2016 n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du Règlement 51-102, 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 et des taux de change et d'autres facteurs parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque » de notre rapport annuel de 2016. 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.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

i) Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui reflète toutes les phases du projet sur les instruments financiers et qui remplace l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, et toutes les versions précédentes de l'IFRS 9. Cette norme établit des principes en matière d'information financière à fournir à l'égard d'actifs financiers et de passifs financiers pour donner aux utilisateurs des états financiers des informations pertinentes et utiles aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs d'une entité. La nouvelle norme apporte plusieurs améliorations à l'IAS 39, tout particulièrement l'adoption d'une approche fondée sur les principes en matière de comptabilité de couverture. Bien qu'elle ne change pas le type de relation de couverture ni l'exigence selon laquelle l'inefficacité d'une couverture doit être évaluée, elle simplifie l'application de la comptabilité de couverture et devrait permettre une meilleure harmonisation des stratégies de gestion des risques et de la présentation comptable. Les autres modifications comprennent le remplacement des divers modèles de dépréciation des actifs financiers préconisés par

l'IAS 39 par un modèle unique axé sur les pertes de crédit attendues sur tous les actifs financiers et le remplacement de la structure complexe de classement actuelle par un modèle économique fondé sur l'emploi et la nature des flux de trésorerie.

L'IFRS 9 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'application anticipée est permise. L'adoption de l'IFRS 9 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield. À ce jour, la direction est en voie de finaliser le plan de transition, a terminé le diagnostic initial visant à déterminer quels aspects pourraient être touchés et a commencé à classer et à examiner les stratégies de couverture actuelles et les opérations de couverture qui ne remplissent pas les conditions requises pour la comptabilité de couverture, afin d'assurer la conformité à l'IFRS 9. La direction a également entrepris l'examen des politiques actuelles de gestion des risques et des contrôles internes afin de se conformer aux exigences de la comptabilité de couverture de la nouvelle norme. Les étapes suivantes consisteront à évaluer le classement des instruments financiers existants et le caractère approprié des systèmes informatiques existants ainsi qu'à remplir les nouvelles obligations d'information. La direction continue d'évaluer l'incidence de l'IFRS 9 sur les états financiers consolidés.

ii) Comptabilisation des produits

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), qui définit un modèle unique pour comptabiliser les produits des activités ordinaires tirés de contrats intervenus avec des clients et qui remplacera la plupart des exigences actuelles des IFRS relativement à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, notamment l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et l'IAS 11, *Contrats de construction*, et les interprétations connexes. Le principe de base de la norme est qu'une entité doit comptabiliser ses produits 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 et 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. L'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. En avril 2016, l'IASB a apporté des modifications à l'IFRS 15, qui fournissent des lignes directrices supplémentaires relatives à l'identification des obligations de prestation, aux considérations à prendre en compte pour déterminer si une entité agit à titre de mandant ou de mandataire et aux produits tirés de contrats de licence. Les modifications offrent aussi un allègement transitoire supplémentaire à l'adoption initiale de l'IFRS 15 et entrent en vigueur à la même date que l'IFRS 15.

L'IFRS 15 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de l'IFRS 15 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield. Jusqu'à présent, la direction a participé à des séances de planification stratégique avec sa société mère et a élaboré un plan d'adoption. La direction a également relevé des sources de produits importantes qui doivent être évaluées, et procède actuellement au recueil, à l'identification et au recensement de renseignements détaillés sur les principaux contrats pouvant être touchés par les modifications à la date de transition. Les étapes suivantes consisteront à terminer l'analyse globale, à évaluer toute incidence possible sur les systèmes informatiques et les contrôles internes et à examiner les informations supplémentaires requises par la norme. Actuellement, nous prévoyons adopter la norme en utilisant l'approche rétrospective modifiée. Cette méthode entraîne un ajustement cumulatif des résultats non distribués au 1^{er} janvier 2018, comme si la norme avait toujours été en vigueur. L'examen n'a révélé aucun écart important jusqu'à présent. La direction continue d'évaluer l'incidence globale de l'IFRS 15 sur les états financiers consolidés.

iii) Contrats de location

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié l'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 l'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 de l'IAS 17 et ainsi s'abstenir de comptabiliser des actifs et des passifs à l'égard de contrats de location de 12 mois ou moins et, contrat par contrat, à l'égard des contrats pour lesquels l'actif sous-jacent a une faible valeur. L'IFRS 16 annule et remplace l'IAS 17, *Contrats de location*, et les interprétations connexes. Un preneur pourra appliquer l'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 de l'IFRS 16 à la date de première application. L'IFRS 16 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. L'application anticipée est permise. La direction continue d'évaluer l'incidence rétrospective de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés, mais elle ne s'attend pas à ce qu'elle soit significative.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Aucune modification apportée à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours du semestre clos le 30 juin 2017 n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence sur notre contrôle interne sur l'information financière.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 6 juillet 2017, Énergie Brookfield a annoncé l'émission de 8 304 000 parts de société en commandite sans droit de vote par voie de prise ferme au prix de 42,15 \$ CA par part de société en commandite, pour un produit brut de 350 millions \$ CA (266 millions \$) (le « placement »). De plus, Brookfield Asset Management a acheté 4 943 000 parts de société en commandite au prix d'offre (déduction faite de la commission de placement) simultanément au placement (le « placement privé simultané »). Le total du produit brut du placement et du placement privé simultané s'est élevé à 550 millions \$ CA (418 millions \$). Des coûts de transaction de 15 millions \$ CA (11 millions \$) associés au placement et au placement privé simultané, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes, ont été engagés par Énergie Brookfield.

Le 10 juillet 2017, Énergie Brookfield a annoncé la conclusion du refinancement d'un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 360 MW en Nouvelle-Angleterre. Le financement du projet consistait en des obligations vertes de 475 millions \$ portant intérêt à un taux de 4,4 % et venant à échéance en 2032. Le produit a été affecté au remboursement d'un montant de 350 millions \$ sur la dette et au financement des initiatives de croissance futures.

Le 20 juillet 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 25 % dans un portefeuille d'installations d'accumulation par pompage d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni, pour un prix d'acquisition de 196 millions £ (256 millions \$). Énergie Brookfield conservera une participation d'environ 7,5 % dans le portefeuille. La clôture de la transaction, qui est assujettie aux conditions de clôture d'usage, est prévue au cours du troisième trimestre de 2017.

PARTIE 8 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

Les capitaux propres consolidés d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote détenues par le public 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.

À la 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 ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de la période, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition ou de la date 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 installations à la biomasse au Brésil.

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 et le régime des vents varient d'une période à l'autre, mais, au fil du temps, nous nous attendons à ce que nos installations 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 installations 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.

Conventions de vote avec des sociétés affiliées

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 et en Europe. 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 concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle in fine toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 o) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016.

MESURE DU RENDEMENT

Nos activités sont segmentées par type de production d'énergie (hydroélectricité, énergie éolienne et divers, secteur qui inclut la cogénération et la biomasse), et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (Amérique du Nord, Colombie, Brésil et Europe), car c'est ainsi que le principal décideur opérationnel analyse nos résultats, gère les activités et affecte les ressources. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Nous présentons donc nos résultats de la même façon. Se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016.

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 quatre mesures clés : i) le résultat net; ii) le bénéfice avant intérêts, impôts sur le résultat et amortissements ajusté (« BAIIA ajusté »); iii) les fonds provenant des activités; et iv) les fonds provenant des activités ajustés.

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés 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. En particulier, notre définition des fonds provenant des activités peut être différente de la définition utilisée par d'autres sociétés. Nous fournissons ci-après de l'information supplémentaire sur la façon dont nous calculons le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés. Nous fournissons également le rapprochement avec le résultat net. Se reporter aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier » et « PARTIE 5 – Informations proportionnelles ».

Informations proportionnelles

Les informations proportionnelles reflètent notre quote-part d'installations dans lesquelles nous détenons une participation inférieure à 100 %. Par conséquent, elles comprennent les actifs en propriété exclusive et notre quote-part des actifs que nous gérons. Les informations proportionnelles offrent une perspective nette à Énergie Brookfield, que la direction considère comme importante au moment d'effectuer des analyses internes et de prendre des décisions stratégiques et opérationnelles. La direction est également d'avis que les informations proportionnelles permettent aux investisseurs de comprendre l'incidence des décisions qu'elle prend et des résultats financiers attribuables aux porteurs de parts de société en commandite d'Énergie Brookfield. De plus, des tableaux qui présentent un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées en fonction de la consolidation proportionnelle ont été fournis.

Le résultat net sectoriel présenté à la « PARTIE 5 – Informations proportionnelles » n'est pas une mesure utilisée par le principal décideur opérationnel pour analyser les résultats de l'entreprise et affecter les ressources.

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 ou d'une diminution du résultat sur 12 mois 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 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 permettra à l'investisseur de mieux comprendre le rendement de l'entreprise.

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 se sert des fonds provenant des activités pour évaluer le rendement de l'entreprise avant l'incidence de l'impôt différé, de l'amortissement des immobilisations corporelles, de la composante hors trésorerie 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 et d'autres éléments généralement ponctuels, ces éléments ne reflétant pas le rendement des activités sous-jacentes. Pour nos états financiers consolidés audités, nous utilisons le modèle de la réévaluation conformément à l'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 des activités. 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.

Fonds provenant des activités ajustés

Les fonds provenant des activités ajustés représentent une mesure non conforme aux IFRS qui est 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. Elle est toutefois ajustée en fonction des dépenses d'investissement de maintien.

Énergie Brookfield utilise également les fonds provenant des activités ajustés pour évaluer le rendement de l'entreprise et les définit comme les fonds provenant des activités, moins sa quote-part des dépenses d'investissement de maintien ajustées (fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme), lesquelles sont de nature récurrente et servent à maintenir la fiabilité et l'efficacité de nos actifs de production d'électricité sur un horizon d'investissement à long terme.

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

PARTIE 9 – MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

Parmi les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux envisagés ou sous-entendus dans les informations et énoncés prospectifs, on compte notamment ceux qui suivent : le fait de ne pas être soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; la séparation de la participation financière et du contrôle ou la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considéré comme une société de placement en vertu de la loi américaine Investment Company Act of 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, les changements du régime des vents à nos installations d'énergie éolienne ou des conditions d'approvisionnement ou des conditions météorologiques en général à notre centrale de cogénération alimentée à la biomasse; l'incapacité des contreparties à s'acquitter de leurs obligations contractuelles; l'augmentation des droits d'usage de l'eau (ou droits semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; la volatilité de l'offre et de la demande du marché de l'énergie; la croissance du volume de production qui n'est pas visée par contrat dans notre portefeuille; les risques généraux liés à l'industrie qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; 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 comportant 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 de matériel; la survenance de ruptures de barrage et le coût de réparation de ces ruptures; l'exposition aux cas fortuits; le risque de subir des pertes non assurables; les fluctuations défavorables des taux de change; 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; 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; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; 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; notre incapacité à gérer efficacement notre exposition au risque de change; 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; tout changement apporté à la réglementation gouvernementale prévoyant des mesures incitatives pour l'énergie renouvelable; 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; notre incapacité de développer des emplacements existants et de trouver 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, au développement et à l'exploitation de nos installations de production; 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; notre manque de contrôle sur toutes nos activités; notre capacité à émettre des titres de participation ou de créance tributaires des marchés financiers pour des acquisitions et des projets de développement futurs; 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; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; notre relation avec Brookfield Asset Management et notre dépendance à son égard, et l'influence notable que Brookfield Asset Management exerce sur nous; et les risques liés aux modifications apportées à la manière dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations dans la société en commandite.

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

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport intermédiaire comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités, aux fonds provenant des activités ajustés et aux fonds provenant des activités par part qui ne sont pas des principes comptables généralement reconnus selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celles utilisées par d'autres entités. Plus particulièrement, notre définition des fonds provenant des activités et celle des fonds provenant des activités ajustés peuvent être différentes des définitions utilisées par d'autres sociétés. Nous croyons que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés et les fonds provenant des activités par part constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer le rendement d'exploitation et le rendement financier de notre portefeuille d'exploitation. Aucune de ces mesures ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer.

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

NON AUDITÉ		Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Notes	2017	2016	2017	2016
Produits	16	683 \$	627 \$	1 360 \$	1 301 \$
Autres produits		10	10	18	32
Coûts d'exploitation directs		(240)	(262)	(473)	(505)
Coûts de service de gestion	16	(21)	(15)	(37)	(30)
Charge d'intérêts – emprunts	7	(156)	(161)	(319)	(288)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		2	(1)	(1)	-
Perte latente sur les instruments financiers	3	(6)	(2)	(26)	(2)
Amortissement des immobilisations corporelles	6	(198)	(204)	(398)	(383)
Divers	2, 14	23	-	21	(12)
Charge d'impôt					
Exigible		4	(5)	(12)	(12)
Différé		(16)	(6)	(21)	(41)
		(12)	(11)	(33)	(53)
Résultat net		85 \$	(19) \$	112 \$	60 \$
Résultat net attribuable aux éléments suivants :					
Participations ne donnant pas le contrôle					
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	34 \$	(1) \$	33 \$	26 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	1	-	1	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	16	(13)	23	7
Actions privilégiées	8	6	7	12	13
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	7	3	13	6
Capitaux propres des commanditaires	10	21	(15)	30	8
		85 \$	(19) \$	112 \$	60 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite		0,13 \$	(0,11) \$	0,18 \$	0,05 \$

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

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

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)		Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	Notes	2017	2016	2017	2016
Résultat net		85 \$	(19) \$	112 \$	60 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net					
Réévaluation des immobilisations corporelles	6	11	20	11	20
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies		-	-	1	(3)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus		(2)	(5)	(2)	2
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		9	15	10	19
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net					
Profit (perte) de la période sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	3	8	(40)	21	(82)
Profit latent sur les titres disponibles à la vente	3	8	21	11	33
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	3	(9)	(11)	(8)	(23)
Écart de conversion		(234)	382	17	1 190
Perte latente sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	3	(37)	(20)	(45)	(100)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus		5	14	4	24
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		(259)	346	-	1 042
Autres éléments du résultat global		(250)	361	10	1 061
Résultat global		(165) \$	342 \$	122 \$	1 121 \$
Résultat global attribuable aux :					
Participations ne donnant pas le contrôle					
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	(130) \$	121 \$	12 \$	524 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	-	2	1	5
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	(28)	97	27	252
Actions privilégiées	8	23	10	34	52
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	7	3	13	6
Capitaux propres des commanditaires	10	(37)	109	35	282
		(165) \$	342 \$	122 \$	1 121 \$

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

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

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Notes	30 juin 2017	31 déc. 2016
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11	174 \$	223 \$
Liquidités soumises à restrictions	12	125	121
Créances clients et autres actifs courants	13	406	454
Actifs liés à des instruments financiers	3	6	55
Montants à recevoir de parties liées		63	54
		774	907
Actifs liés à des instruments financiers	3	199	145
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		205	206
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	6	24 849	25 257
Goodwill		885	896
Actifs d'impôt différé		145	150
Autres actifs non courants	12	163	176
		27 220 \$	27 737 \$
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	14	419 \$	467 \$
Passifs liés à des instruments financiers	3	55	156
Montants à payer à des parties liées		86	76
Tranche courante de la dette à long terme	7	952	1 034
		1 512	1 733
Passifs liés à des instruments financiers	3	143	72
Dette à long terme et facilités de crédit	7	9 040	9 148
Passifs d'impôt différé		3 820	3 802
Autres passifs non courants		305	310
		14 820	15 065
Capitaux propres			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	5 348	5 589
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	53	55
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	2 575	2 680
Actions privilégiées	8	597	576
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	511	324
Capitaux propres des commanditaires	10	3 316	3 448
		12 400	12 672
		27 220 \$	27 737 \$

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

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P.



Patricia Zuccotti
Administratrice



David Mann
Administrateur

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

	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des comman- ditaires	Écart de conver- sion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couver- tures de flux de trésorerie	Place- ments disponi- bles à la vente	Total des capitaux propres des comman- ditaires	Capitaux propres des comman- ditaires priviliégés	Actions priviliégées	Partici- pations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
NON AUDITÉ													
TRIMESTRES CLOS LES 30 JUIN (EN MILLIONS)													
Solde au 31 mars 2017	(320) \$	(347) \$	4 109 \$	(7) \$	(28) \$	26 \$	3 433 \$	511 \$	581 \$	5 627 \$	55 \$	2 666 \$	12 873 \$
Résultat net	21	-	-	-	-	-	21	7	6	34	1	16	85
Autres éléments du résultat global	-	(63)	2	-	(1)	4	(58)	-	17	(164)	(1)	(44)	(250)
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-	-	11
Distributions ou dividendes déclarés	(78)	-	-	-	-	-	(78)	(7)	(6)	(161)	(8)	(61)	(321)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Divers	(4)	-	-	-	-	-	(4)	-	(1)	1	6	(2)	-
Variation au cours de la période	(59)	(63)	2	-	(1)	4	(117)	-	16	(279)	(2)	(91)	(473)
Solde au 30 juin 2017	(379) \$	(410) \$	4 111 \$	(7) \$	(29) \$	30 \$	3 316 \$	511 \$	597 \$	5 348 \$	53 \$	2 575 \$	12 400 \$
Solde au 31 mars 2016	(530) \$	(512) \$	4 022 \$	(8) \$	(45) \$	5 \$	2 932 \$	177 \$	595 \$	5 796 \$	54 \$	2 653 \$	12 207 \$
Résultat net	(15)	-	-	-	-	-	(15)	3	7	(1)	-	(13)	(19)
Autres éléments du résultat global	-	121	3	-	(12)	12	124	-	3	122	2	110	361
Produit net	657	-	-	-	-	-	657	147	-	-	-	-	804
Ajustements	(85)	-	-	-	-	-	(85)	-	-	-	2	83	-
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	641	-	-	641
Distributions ou dividendes déclarés	(67)	-	-	-	-	-	(67)	(3)	(7)	(26)	(5)	(58)	(166)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Première OPA obligatoire	(17)	18	-	-	-	-	1	-	-	(991)	-	-	(990)
Divers	8	-	-	-	-	-	8	-	1	-	3	(8)	4
Variation au cours de la période	483	139	3	-	(12)	12	625	147	4	(255)	2	114	637
Solde au 30 juin 2016	(47) \$	(373) \$	4 025 \$	(8) \$	(57) \$	17 \$	3 557 \$	324 \$	599 \$	5 541 \$	56 \$	2 767 \$	12 844 \$

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

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

	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des comman- ditaires	Écart de conver- sion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couver- tures 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 au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
NON AUDITÉ													
SEMESTRES CLOS LES 30 JUIN (EN MILLIONS)													
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	30	-	-	-	-	-	30	13	12	33	1	23	112
Autres éléments du résultat global	-	(6)	2	1	2	6	5	-	22	(21)	-	4	10
Parts de société en commandite privilégiées émises (note 9)	-	-	-	-	-	-	-	187	-	-	-	-	187
Apports en capital (note 8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49	-	-	49
Acquisitions (note 8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(36)	-	-	(36)
Distributions ou dividendes déclarés	(157)	-	-	-	-	-	(157)	(13)	(12)	(260)	(17)	(123)	(582)
Régime de réinvestissement des distributions	5	-	-	-	-	-	5	-	-	(5)	-	-	5
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	-	-	(5)
Divers	-	-	(15)	-	-	-	(15)	-	(1)	(1)	14	(9)	(12)
Variation au cours de la période	(122)	(6)	(13)	1	2	6	(132)	187	21	(241)	(2)	(105)	(272)
Solde au 30 juin 2017	(379) \$	(410) \$	4 111 \$	(7) \$	(29) \$	30 \$	3 316 \$	511 \$	597 \$	5 348 \$	53 \$	2 575 \$	12 400 \$
Solde au 31 décembre 2015	(485) \$	(670) \$	4 019 \$	(7) \$	(30) \$	- \$	2 827 \$	128 \$	610 \$	2 587 \$	52 \$	2 559 \$	8 763 \$
Résultat net	8	-	-	-	-	-	8	6	13	26	-	7	60
Autres éléments du résultat global	-	279	6	(1)	(27)	17	274	-	39	498	5	245	1 061
Échange d'actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	49	(49)	-	-	-	-
Parts de société en commandite privilégiées et parts de société en commandite émises													
Produit net	657	-	-	-	-	-	657	147	-	-	-	-	804
Ajustements	(85)	-	-	-	-	-	(85)	-	-	-	2	83	-
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 044	-	-	2 044
Acquisition	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 417	-	-	1 417
Distributions ou dividendes déclarés	(132)	-	-	-	-	-	(132)	(6)	(13)	(41)	(12)	(117)	(321)
Régime de réinvestissement des distributions	4	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	4
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	(17)	18	-	-	-	-	1	-	-	(991)	-	-	(990)
Divers	3	-	-	-	-	-	3	-	(1)	1	9	(10)	2
Variation au cours de la période	438	297	6	(1)	(27)	17	730	196	(11)	2 954	4	208	4 081
Solde au 30 juin 2016	(47) \$	(373) \$	4 025 \$	(8) \$	(57) \$	17 \$	3 557 \$	324 \$	599 \$	5 541 \$	56 \$	2 767 \$	12 844 \$

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

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

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Notes	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
		2017	2016	2017	2016
Activités d'exploitation					
Résultat net		85 \$	(19) \$	112 \$	60 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :					
Amortissement des immobilisations corporelles	6	198	204	398	383
Perte latente sur les instruments financiers	3	6	2	26	2
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		(2)	1	1	-
Charge d'impôt différé	5	16	6	21	41
Autres éléments sans effet de trésorerie		(32)	4	(31)	(12)
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		3	3	3	3
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		(5)	25	(10)	19
Variation nette des soldes du fonds de roulement		(27)	(87)	22	(132)
		242	139	542	364
Activités de financement					
Dette à long terme – emprunts	7	152	352	299	1 630
Dette à long terme – remboursements	7	(207)	(386)	(462)	(494)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	11	641	49	2 044
Remboursement du capital à des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	-	-	(36)	-
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle	8	-	(929)	(5)	(929)
Émission de parts de société en commandite privilégiées	9	-	147	187	147
Émission de parts de société en commandite	10	-	657	-	657
Distributions versées :					
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	(161)	(26)	(260)	(41)
Aux porteurs d'actions privilégiées		(6)	(7)	(12)	(13)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	9	(6)	(3)	(11)	(4)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP	8, 10	(145)	(124)	(289)	(250)
		(362)	322	(540)	2 747
Activités d'investissement					
Acquisitions		-	(862)	-	(2 881)
Trésorerie et équivalents de trésorerie dans l'entité acquise		-	-	-	117
Investissement dans les éléments suivants :					
Dépenses d'investissement de maintien	6	(33)	(19)	(51)	(32)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	6	(40)	(67)	(89)	(112)
Produit de la cession d'actifs	2	-	-	150	-
Placements dans des titres	3	(27)	(99)	(39)	(116)
Liquidités soumises à restrictions et autres		63	531	(22)	36
		(37)	(516)	(51)	(2 988)
(Perte) profit de change sur la trésorerie		(5)	5	-	24
Trésorerie et équivalents de trésorerie					
(Diminution) augmentation		(162)	(50)	(49)	147
Solde au début de la période		336	260	223	63
Solde à la fin de la période		174 \$	210 \$	174 \$	210 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :					
Intérêts payés		188 \$	198 \$	305 \$	275 \$
Intérêts reçus		9 \$	11 \$	17 \$	20 \$
Impôts sur le résultat payés		12 \$	1 \$	28 \$	17 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS INTERMÉDIAIRES

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

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 et série 11 d'Énergie Brookfield sont négociées à la Bourse de Toronto respectivement sous les symboles « BEP.PR.E », « BEP.PR.G », « BEP.PR.I » et « BEP.PR.K ».

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

Notes des états financiers consolidés intermédiaires

APPLICATION GÉNÉRALE

1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	61
2. Cession d'actifs	65
3. Gestion des risques et instruments financiers	66
4. Informations sectorielles	69

RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION

5. Impôts sur le résultat	74
---------------------------	----

SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

6. Immobilisations corporelles à la juste valeur	74
7. Dette à long terme et facilités de crédit	75
8. Participations ne donnant pas le contrôle	77
9. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	81
10. Capitaux propres des commanditaires	81
11. Trésorerie et équivalents de trésorerie	82
12. Liquidités soumises à restrictions	82
13. Créances clients et autres actifs courants	82
14. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	83
15. Engagements, éventualités et garanties	83

DIVERS

16. Transactions entre parties liées	85
17. Filiales faisant appel public à l'épargne	86
18. Événements postérieurs à la date de clôture	87

1. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés conformément à l'IAS 34, *Information financière intermédiaire*, sur la même base que les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016.

Certains renseignements et informations à fournir par voie de note normalement inclus dans les états financiers consolidés annuels audités préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») ont été omis ou résumés. Les présents états financiers consolidés intermédiaires doivent être lus avec les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016 d'Énergie Brookfield.

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

Les résultats présentés dans les états financiers consolidés intermédiaires de la période considérée ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats prévus pour un exercice complet.

La publication des présents états financiers consolidés intermédiaires a été autorisée le 4 août 2017 par le conseil d'administration du commandité d'Énergie Brookfield, BRPL.

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

Les symboles « \$ », « \$ CA », « € », « R\$ », « £ » et « COP » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, à la livre sterling et au peso colombien.

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

b) Mode de présentation

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

Consolidation

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

c) 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
En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, <i>Instruments financiers</i> (« IFRS 9 »).	La norme reflète toutes les phases du projet sur les instruments financiers et remplace l'IAS 39, <i>Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation</i>, et toutes les versions précédentes de l'IFRS 9. Cette norme établit des principes en matière d'information financière à fournir à l'égard d'actifs financiers et de passifs financiers pour donner aux utilisateurs des états financiers des informations pertinentes et utiles aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs d'une entité. La nouvelle norme apporte plusieurs améliorations à l'IAS 39, tout particulièrement l'adoption d'une approche fondée sur les principes en matière de comptabilité de couverture. Bien qu'elle ne change pas le type de relation de couverture ni l'exigence selon laquelle l'inefficacité d'une couverture doit être évaluée, elle simplifie l'application de la comptabilité de couverture et devrait permettre une meilleure harmonisation des stratégies de gestion des risques et de la présentation comptable. Les autres modifications comprennent le remplacement des divers modèles de dépréciation des actifs financiers d'IAS 39 par un modèle unique axé sur les pertes de crédit attendues sur tous les actifs financiers, et le remplacement de la structure complexe de classement actuelle par un modèle économique fondé sur l'emploi et la nature des flux de trésorerie.	La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1 ^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise.	L'adoption de l'IFRS 9 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield. À ce jour, la direction est en voie de finaliser le plan de transition, a terminé le diagnostic initial visant à déterminer quels aspects pourraient être touchés et a commencé à classer et à examiner les stratégies de couverture actuelles et les opérations de couverture qui ne remplissent pas les conditions requises pour la comptabilité de couverture, afin d'assurer la conformité à l'IFRS 9. La direction a également entrepris l'examen des politiques actuelles de gestion des risques et des contrôles internes afin de se conformer aux exigences de la comptabilité de couverture stipulées par la nouvelle norme. Les étapes suivantes consisteront à évaluer le classement des instruments financiers existants, le caractère approprié des systèmes informatiques existants et les nouvelles obligations d'information. La direction continue d'évaluer l'incidence de l'IFRS 9 sur les états financiers consolidés.

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, <i>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</i> (« IFRS 15 »).	L'IFRS 15 définit un modèle unique pour comptabiliser les produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients et qui remplacera la plupart des exigences actuelles des IFRS relativement à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, notamment l'IAS 18, <i>Produits des activités ordinaires</i>, et l'IAS 11, <i>Contrats de construction</i>, et les interprétations connexes. Le principe de base de la norme est qu'une entité doit comptabiliser ses produits 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 et 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. L'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. En avril 2016, l'IASB a apporté des modifications à l'IFRS 15, qui fournissent des lignes directrices supplémentaires relatives à l'identification des obligations de prestation, aux considérations à prendre en compte pour déterminer si une entité agit à titre de mandant ou de mandataire et aux produits tirés de contrats de licence. Les modifications offrent aussi un allègement transitoire supplémentaire à l'adoption initiale de l'IFRS 15 et entrent en vigueur à la même date que l'IFRS 15.	La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise.	L'adoption de l'IFRS 15 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield. Jusqu'à présent, la direction a participé à des séances de planification stratégique avec sa société mère et a élaboré un plan d'adoption. La direction a également relevé des sources de produits importantes qui doivent être évaluées, et procède actuellement au recueil, à l'identification et au recensement de renseignements détaillés sur les principaux contrats pouvant être touchés par les modifications à la date de transition. Les étapes suivantes consisteront à terminer l'analyse globale, à évaluer toute incidence possible sur les systèmes informatiques et les contrôles internes et à examiner les informations supplémentaires selon la norme. Actuellement, la direction prévoit adopter la norme en utilisant l'approche rétrospective modifiée. Cette méthode entraîne un ajustement cumulatif des résultats non distribués au 1^{er} janvier 2018, comme si la norme avait toujours été en vigueur. L'examen n'a révélé aucun écart important jusqu'à présent. La direction continue d'évaluer l'incidence globale de l'IFRS 15 sur les états financiers consolidés.
--	---	--	---

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, <i>Contrats de location</i> (« IFRS 16 »).	L'IFRS 16 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 l'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, actualisée au taux d'intérêt implicite du contrat de location. Les preneurs peuvent faire un choix de méthode comptable, par catégorie de biens sous-jacents, et recourir à une méthode semblable à la comptabilisation des contrats de location simple en vertu de l'IAS 17 et ainsi s'abstenir de comptabiliser des actifs et des passifs à l'égard de contrats de location de 12 mois ou moins et, contrat par contrat, à l'égard des contrats pour lesquels le bien sous-jacent a une faible valeur. L'IFRS 16 annule et remplace l'IAS 17, <i>Contrats de location</i>, et les interprétations connexes. Un preneur pourra appliquer l'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 de l'IFRS 16 à la date de première application.	La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. L'adoption anticipée est permise.	La direction continue d'évaluer l'incidence rétrospective de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés, mais elle ne s'attend pas à ce qu'elle soit significative.
--	--	--	---

2. CESSION D'ACTIFS

En mars 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a vendu à un tiers sa participation dans deux installations en Irlande, d'une puissance combinée de 137 MW, pour une contrepartie d'un montant brut en trésorerie de 147 millions € (155 millions \$), y compris les ajustements de fonds de roulement. La perte de 5 millions € (5 millions \$) découlant de la cession, nette des coûts de transaction de 5 millions € (5 millions \$), a été comptabilisée dans le poste « Divers » aux comptes consolidés intermédiaires de résultat non audités. Énergie Brookfield détenait une participation d'environ 40 %.

Par suite de la cession, l'écart de réévaluation cumulé après impôt de 44 millions € (47 millions \$), auparavant classé dans les autres éléments du résultat global, a été reclassé directement dans les titres de capitaux propres. De plus, la perte au titre des autres éléments du résultat global de 3 millions € (3 millions \$) après impôt relative aux instruments financiers désignés comme couvertures de swaps d'intérêt a été reclassée dans le poste « Divers » aux comptes consolidés intermédiaires de résultat.

L'information financière résumée relative à la cession des installations est présentée ci-après :

(EN MILLIONS)		
Produit net, y compris les ajustements de fonds de roulement et déduction faite des coûts de transaction	150	\$
Valeur comptable		
Actifs	353	
Passifs	(198)	
	155	
Profit réalisé à la cession	(5)	\$

3. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

GESTION DES RISQUES

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

Il n'y a eu aucune modification importante au chapitre des risques courus depuis ceux énoncés dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016.

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, s'il y a lieu, 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; et
- Niveau 3 – Données liées à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données observables sur le marché.

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2017			31 déc.	
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	2016
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	174 \$	- \$	- \$	174 \$	223 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	239	-	-	239	250
Actifs liés à des instruments financiers ²					
Contrats d'énergie dérivés	-	9	-	9	8
Swaps de taux d'intérêt	-	7	-	7	7
Swaps de change	-	3	-	3	49
Placements disponibles à la vente	186	-	-	186	136
Immobilisations corporelles	-	-	24 849	24 849	25 257
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers ²					
Contrats d'énergie dérivés	-	(1)	-	(1)	(5)
Swaps de taux d'intérêt	-	(170)	-	(170)	(178)
Swaps de change	-	(27)	-	(27)	(45)
Contrepartie éventuelle ³	-	-	(17)	(17)	(16)
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Dette à long terme et facilités de crédit ²	-	(10 676)	-	(10 676)	(10 870)
Total	599 \$	(10 855) \$	24 832 \$	14 576 \$	14 816 \$

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

²⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

³⁾ Comprennent les regroupements d'entreprises de 2015 et de 2014 et à l'extinction des obligations en 2021 et 2024 respectivement.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours du semestre clos le 30 juin 2017.

Information sur les instruments financiers

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2017			31 déc. 2016	
	Actif	Passif	Actif (passif) net	Actif (passif) net	
Contrats d'énergie dérivés	9 \$	1 \$	8 \$	3 \$	
Swaps de taux d'intérêt	7	170	(163)	(171)	
Swaps de change	3	27	(24)	4	
Titres disponibles à la vente	186	-	186	136	
Total	205	198	7	(28)	
Moins : tranche courante	6	55	(49)	(101)	
Tranche non courante	199 \$	143 \$	56 \$	73 \$	

a) Contrats d'énergie dérivés

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

b) Couvertures de taux d'intérêt

Énergie Brookfield a conclu des contrats de couverture de taux d'intérêt principalement en vue de réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable ou de bloquer des

taux d'intérêt sur le refinancement futur de la dette. Tous les contrats de couverture de taux d'intérêt sont comptabilisés à la juste valeur dans les états financiers consolidés intermédiaires.

c) Swaps de change

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

d) Placements disponibles à la vente

Les actifs d'Énergie Brookfield disponibles à la vente consistent en des placements dans des titres cotés en Bourse.

Les titres disponibles à la vente sont comptabilisés à l'état de la situation financière à la juste valeur et font l'objet d'un test de dépréciation à chaque date de clôture.

Le tableau suivant présente les profits latents (pertes latentes) inclus dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Contrats d'énergie dérivés	2 \$	(4) \$	- \$	- \$
Swaps de taux d'intérêt	(1)	-	(10)	(2)
Swaps de change – flux de trésorerie	(7)	2	(16)	-
	(6) \$	(2) \$	(26) \$	(2) \$

Le tableau suivant présente les profits latents (pertes latentes) inclus dans les états consolidés intermédiaires du résultat global :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Contrats d'énergie dérivés	9 \$	(6) \$	22 \$	16 \$
Swaps de taux d'intérêt	(1)	(42)	(1)	(112)
Swaps de change – flux de trésorerie	-	8	-	14
	8	(40)	21	(82)
Swaps de change – investissement net	(37)	(20)	(45)	(100)
Titres disponibles à la vente	8	21	11	33
	(21) \$	(39) \$	(13) \$	(149) \$

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

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Contrats d'énergie dérivés	(7) \$	(14) \$	(16) \$	(26) \$
Swaps de taux d'intérêt	(2)	3	8	3
	(9) \$	(11) \$	(8) \$	(23) \$

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

Énergie Brookfield exploite des actifs de production d'énergie renouvelable, qui incluent des centrales hydroélectriques et des installations éoliennes en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil et en Europe. Énergie Brookfield exploite aussi quatre installations alimentées à la biomasse et trois centrales de cogénération. Le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, le principal décideur opérationnel) d'Énergie Brookfield analyse les résultats de l'entreprise, gère les activités et affecte les ressources selon le type de production d'énergie (hydroélectricité, énergie éolienne et divers, secteur qui inclut la cogénération et la biomasse).

Conformément à l'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. 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 » des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016. Énergie Brookfield analyse la performance de ses secteurs opérationnels en fonction des produits, du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités.

Le BAIIA ajusté équivaut aux produits, moins les coûts directs (y compris les coûts de commercialisation de l'énergie), plus la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres produits, compte non tenu des intérêts, de l'impôt, des amortissements, des coûts de service de gestion, des distributions aux commanditaires détenant les parts privilégiées et de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle.

Les fonds provenant des activités 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 commanditaires détenant des parts privilégiées.

Les informations sectorielles suivantes sont présentées régulièrement au principal décideur opérationnel.

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Divers ¹	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil			
Pour le trimestre clos le 30 juin 2017 :									
Produits ²	326 \$	190 \$	74 \$	55 \$	21 \$	11 \$	6 \$	- \$	683 \$
BAIIA ajusté	242	98	58	41	11	10	1	(4)	457
Charge d'intérêts – emprunts	(61)	(43)	(7)	(13)	(6)	(3)	(1)	(22)	(156)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(25)	(45)	(5)	(8)	(3)	(4)	-	(6)	(96)
Fonds provenant des activités	158	15	45	20	2	2	(1)	(60)	181
Amortissement des immobilisations corporelles	(72)	(34)	(39)	(25)	(17)	(4)	(7)	-	(198)
Pour le trimestre clos le 30 juin 2016 :									
Produits ²	268 \$	202 \$	50 \$	61 \$	29 \$	8 \$	9 \$	- \$	627 \$
BAIIA ajusté	185	90	36	47	16	6	3	(6)	377
Charge d'intérêts – emprunts	(58)	(43)	(9)	(13)	(8)	(4)	(1)	(25)	(161)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(27)	(36)	(2)	(9)	(5)	(1)	(1)	(7)	(88)
Fonds provenant des activités	100	11	22	25	3	-	-	(56)	105
Amortissement des immobilisations corporelles	(81)	(34)	(33)	(26)	(22)	(4)	(4)	-	(204)

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

²⁾ Les produits d'Amérique du Nord se sont élevés à respectivement 256 millions \$ et 125 millions \$ aux États-Unis et au Canada (228 millions \$ et 101 millions \$ en 2016).

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Divers ¹	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil			
Pour le semestre clos le 30 juin 2017 :									
Produits ²	639 \$	388 \$	140 \$	103 \$	58 \$	20 \$	12 \$	- \$	1 360 \$
BAIIA ajusté	478	200	109	78	37	18	-	(10)	910
Charge d'intérêts – emprunts	(121)	(91)	(17)	(26)	(12)	(7)	(2)	(43)	(319)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(51)	(79)	(9)	(11)	(16)	(6)	2	(12)	(182)
Fonds provenant des activités	306	25	78	41	9	4	(1)	(115)	347
Amortissement des immobilisations corporelles	(143)	(66)	(79)	(51)	(39)	(8)	(12)	-	(398)
Pour le semestre clos le 30 juin 2016 :									
Produits ²	602 \$	395 \$	98 \$	112 \$	71 \$	13 \$	10 \$	- \$	1 301 \$
BAIIA ajusté	456	182	71	86	45	11	(7)	(12)	832
Charge d'intérêts – emprunts	(111)	(67)	(16)	(27)	(15)	(7)	(1)	(44)	(288)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(60)	(93)	(7)	(15)	(19)	(2)	5	(13)	(204)
Fonds provenant des activités	281	21	43	44	11	1	(4)	(105)	292
Amortissement des immobilisations corporelles	(157)	(56)	(63)	(51)	(42)	(7)	(7)	-	(383)

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

²⁾ Les produits d'Amérique du Nord se sont élevés à respectivement 488 millions \$ et 254 millions \$ aux États-Unis et au Canada (477 millions \$ et 237 millions \$ en 2016).

Le tableau suivant présente le rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités, tels qu'ils sont présentés dans les tableaux précédents, et du résultat net, tel qu'il est présenté dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat, pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Produits	683 \$	627 \$	1 360 \$	1 301 \$
Autres produits	10	10	18	32
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	4	2	5	4
Coûts d'exploitation directs	(240)	(262)	(473)	(505)
BAIIA ajusté	457	377	910	832
Coûts de service de gestion	(21)	(15)	(37)	(30)
Charge d'intérêts – emprunts	(156)	(161)	(319)	(288)
Impôt exigible	4	(5)	(12)	(12)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(7)	(3)	(13)	(6)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(90)	(81)	(170)	(191)
Actions privilégiées	(6)	(7)	(12)	(13)
Fonds provenant des activités	181 \$	105 \$	347 \$	292 \$
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	96	88	182	204
Ajouter : distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	7	3	13	6
Amortissement des immobilisations corporelles	(198)	(204)	(398)	(383)
Perte latente sur les instruments financiers	(6)	(2)	(26)	(2)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(2)	(3)	(6)	(4)
Charge d'impôt différé	(16)	(6)	(21)	(41)
Divers	23	-	21	(12)
Résultat net	85 \$	(19) \$	112 \$	60 \$

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)	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Divers ¹	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil			
Au 30 juin 2017 :									
Immobilisations corporelles à la juste valeur ²	14 147 \$	5 155 \$	2 167 \$	1 707 \$	988 \$	321 \$	364 \$	- \$	24 849 \$
Total de l'actif	14 712	6 268	2 437	1 778	1 079	350	396	200	27 220
Total des emprunts	4 027	1 872	260	1 001	477	113	39	2 203	9 992
Total du passif	6 624	3 242	450	1 252	670	114	48	2 420	14 820
Pour le semestre clos le 30 juin 2017 :									
Nouvelles immobilisations corporelles	54	9	48	2	25	-	5	-	143
Au 31 décembre 2016 :									
Immobilisations corporelles à la juste valeur ²	14 058 \$	5 275 \$	2 236 \$	1 726 \$	1 253 \$	334 \$	375 \$	- \$	25 257 \$
Total de l'actif	14 585	6 539	2 473	1 821	1 356	367	414	182	27 737
Total des emprunts	3 975	1 924	260	1 006	627	120	41	2 229	10 182
Total du passif	6 530	3 396	449	1 280	815	123	54	2 418	15 065
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :									
Nouvelles immobilisations corporelles	971	4 812	217	7	73	1	18	-	6 099

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

²⁾ Les immobilisations corporelles d'Amérique du Nord ont totalisé respectivement 9 929 millions \$ et 5 925 millions \$ aux États-Unis et au Canada (10 013 millions \$ et 5 771 millions \$ en 2016).

5. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Pour le semestre clos le 30 juin 2017, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à 22,8 % (46,9 % en 2016). Le taux d'imposition effectif est différent du taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

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

(EN MILLIONS)	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Divers ¹	Total ²
Au 31 décembre 2016	21 569 \$	3 313 \$	375 \$	25 257 \$
Ajouts	111	27	5	143
Cessions ³	-	(338)	-	(338)
Transferts et divers	(5)	(1)	-	(6)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global				
Variation de la juste valeur ⁴	-	11	-	11
Écarts de conversion	82	102	(4)	180
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net				
Amortissements	(288)	(98)	(12)	(398)
Au 30 juin 2017	21 469 \$	3 016 \$	364 \$	24 849 \$

¹⁾ Comprend les immobilisations de biomasse et de cogénération.

²⁾ Comprend des immobilisations incorporelles de 14 millions \$ (14 millions \$ en 2016) et les immobilisations en cours de 572 millions \$ (663 millions \$ en 2016).

³⁾ Vente d'un portefeuille éolien d'une puissance de 137 MW en Irlande. Se reporter à la note 2, « Cession d'actifs ».

⁴⁾ Nous avons conclu un contrat de construction pour un projet de développement éolien en Europe, ce qui a permis à Énergie Brookfield de déterminer la juste valeur. Par conséquent, les immobilisations en cours associées à ce projet ont été réévaluées.

7. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les composantes des obligations liées à la dette aux :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 juin 2017			31 déc. 2016		
	Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	Valeur comptable	Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	Valeur comptable
Emprunts de la société						
Série 3 (200 \$ CA)	5,3	1,4	154 \$	5,3	1,8	149 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	19,4	116	5,8	19,9	111
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	3,3	347	5,1	3,8	334
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	4,6	309	4,8	5,1	298
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	7,9	309	3,8	8,4	298
Série 10 (500 \$ CA)	3,6	9,6	385	3,6	10,0	372
	4,5	6,9	1 620 \$	4,5	7,4	1 562 \$
Facilités de crédit	2,3	5,0	588 \$	1,9	4,5	673 \$
Emprunts des filiales						
Amérique du Nord	5,3	9,1	5 070	5,3	9,3	5 025
Colombie	8,6	6,4	1 880	9,3	6,9	1 937
Europe	4,0	10,7	488	3,7	11,1	641
Brésil	9,4	11,3	414	10,4	11,8	422
	6,2	8,6	7 852 \$	6,4	9,0	8 025 \$
Total de la dette			10 060			10 260
Ajouter : primes non amorties ¹			2			2
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(70)			(80)
Déduire : tranche courante			(952)			(1 034)
			9 040 \$			9 148 \$

¹⁾ Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis dans la charge d'intérêts sur la durée des emprunts.

Emprunts de la société mère

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

Emprunts des filiales

Les emprunts des filiales sont généralement des emprunts sans recours, à long terme, et grevant des actifs précis, libellés dans la monnaie locale de la filiale. Les emprunts des filiales en Amérique du Nord et en Europe consistent en des dettes à taux fixe et à taux variable. Énergie Brookfield a recours à des swaps de taux d'intérêt pour réduire au minimum son exposition aux taux d'intérêt variables. Les emprunts des filiales au Brésil sont généralement assortis de taux variables selon la Taxa de Juros de Longo Prazo (« TJLP »), soit le taux d'intérêt à long terme de la Banque Nationale de développement économique du Brésil, ou au taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré d'une marge. Les emprunts des filiales en Colombie sont généralement assortis de taux variables du taux 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, majoré d'une marge.

En mars 2017, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un emprunt bancaire de 60 millions \$ associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 417 MW en Pennsylvanie. Le prêt porte intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 3,75 %, et vient à échéance en mars 2022.

En mai 2017, Énergie Brookfield a conclu le refinancement associé à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 44 MW en Nouvelle-Angleterre en émettant des billets d'un montant en capital de 65 millions \$. Les billets sont assortis d'un taux nominal de 4,86 % et viennent à échéance en mai 2027.

En juin 2017, Énergie Brookfield a conclu le refinancement associé à des actifs éoliens d'une puissance de 11 MW en Arizona en contractant un emprunt bancaire de 11 millions \$. L'emprunt a été entièrement couvert à un taux global de 5,28 % et vient à échéance en juin 2024.

En juin 2017, Énergie Brookfield a conclu le refinancement associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 17 MW au Québec en émettant des billets d'un montant en capital de 55 millions \$ CA (43 millions \$). Les billets portent intérêt à un taux de 4,487 % et viennent à échéance en mai 2044.

Facilités de crédit

En juin 2017, Énergie Brookfield a prolongé d'un an ses facilités de crédit générales d'un montant en capital totalisant 1 600 millions \$, soit jusqu'au 30 juin 2022. Ces facilités sont assorties d'une marge de 1,20 % et sont destinées aux fins générales du fonds de roulement. Aux termes de ces facilités de crédit, les avances en dollars canadiens, en dollars américains, en euros ou en livres sterling peuvent prendre la forme i) d'emprunts au taux préférentiel du Canada, ii) d'emprunts au taux de base américain, iii) d'emprunts au taux des acceptations bancaires, iv) d'emprunts au TIOL, v) d'emprunts au taux EURIBOR, ou vi) de lettres de crédit. Se reporter à la note 15, « Engagements, éventualités et garanties ». Les facilités de crédit portent intérêt au taux des acceptations bancaires applicable, au TIOL ou au taux EURIBOR, majoré de la marge applicable. La marge applicable est établie selon la note attribuée aux titres d'emprunt à long terme non garantis d'Énergie Brookfield. Des commissions d'attente sont exigibles sur le solde non utilisé.

Au cours du premier trimestre de 2017, le montant de la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée fournie par Brookfield Asset Management a été relevé à 400 millions \$ et cette facilité vient à échéance en décembre 2017. Le taux d'intérêt applicable aux prélèvements correspond au TIOL, majoré de 2 %.

Pour répondre aux fins générales de l'entreprise, Énergie Brookfield et ses filiales émettent des lettres de crédit aux termes de certaines de leurs facilités de crédit, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve du service de la dette.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2017, Énergie Brookfield a emprunté 29 millions \$ sur une facilité de crédit liée à un fonds privé auquel Brookfield Asset Management participe. La facilité porte intérêt à 4,75 % et n'est pas assortie d'une sûreté.

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2017	31 déc. 2016
Facilités de crédit autorisées	2 090 \$	1 890 \$
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit ^{1, 2}	(559)	(673)
Lettres de crédit émises	(245)	(250)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 286 \$	967 \$

¹⁾ Comprennent un montant de 559 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit non assorties d'une sûreté générale, mais garanties par Énergie Brookfield. Ne tiennent pas compte d'un montant de 29 millions \$ emprunté sur une facilité de crédit accordée à un fonds privé auquel Brookfield participe.

²⁾ Après la fin du trimestre considéré, le produit net tiré de l'émission de parts de société en commandite et la quote-part d'Énergie Brookfield des flux de trésorerie supplémentaires provenant du refinancement associé à un portefeuille ont été utilisés pour rembourser les prélèvements effectués sur les facilités de crédit. Se reporter à la note 18, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

8. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2017	31 déc. 2016
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	5 348 \$	5 589 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	53	55
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 575	2 680
Actions privilégiées	597	576
	8 573 \$	8 900 \$

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

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

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infrastructure Fund	Brookfield Infrastructure Fund II	Brookfield Infrastructure Fund III	The Catalyst Group	Brookfield Energia Renovável	Investisseurs institutionnels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2015	958 \$	1 441 \$	- \$	121 \$	22 \$	- \$	- \$	45 \$	2 587 \$
Résultat net	(18)	(16)	15	16	-	47	19	2	65
Autres éléments du résultat global	46	228	-	2	6	148	205	-	635
Apports en capital	-	74	1 074	-	-	1 473	-	-	2 621
Acquisition	-	-	-	-	-	-	1 417	-	1 417
Distributions	(23)	(73)	(7)	(12)	(2)	-	-	(2)	(119)
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	-	-	3	-	-	7	(1 627)	-	(1 617)
Au 31 décembre 2016	963 \$	1 654 \$	1 085 \$	127 \$	26 \$	1 675 \$	14 \$	45 \$	5 589 \$
Résultat net	(14)	(13)	23	9	-	27	-	1	33
Autres éléments du résultat global	(1)	8	(8)	-	-	(22)	-	2	(21)
Apports en capital	-	21	9	-	-	19	-	-	49
Remboursement du capital	-	(36)	-	-	-	-	-	-	(36)
Distributions	(3)	(111)	(50)	(8)	(1)	(87)	-	-	(260)
Acquisition des actions d'Isagen	-	-	-	-	-	-	(5)	-	(5)
Divers	-	1	(1)	-	-	(1)	-	-	(1)
Au 30 juin 2017	945 \$	1 524 \$	1 058 \$	128 \$	25 \$	1 611 \$	9 \$	48 \$	5 348 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	23-71 %	25 %	24-30 %	53 %	0,2 %	21-50 %	

Au cours du semestre clos le 30 juin 2017, Énergie Brookfield a acquis 3 358 523 actions supplémentaires d'Isagen, ce qui a fait passer sa participation à 99,76 %. Conformément à l'IFRS 10, *États financiers consolidés*, Énergie Brookfield comptabilise les participations additionnelles dans Isagen acquises après le placement initial comme des opérations sur capitaux propres liées à l'acquisition de participations ne donnant pas le contrôle. La participation restante de 0,2 % dans Isagen qui n'était pas détenue par Énergie Brookfield et ses co-investisseurs au 30 juin 2017 demeure une participation ne donnant pas le contrôle. La privatisation du portefeuille d'Isagen ayant été réalisée le 31 mars 2017, les actions d'Isagen ont été radiées de la cote de la Bourse de Colombie.

Participation 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, à raison de une pour une, de parts de société en commandite qu'elle détient, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées à titre de capitaux propres selon l'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 sont assorties d'un droit de participer au résultat et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de société en commandite d'Énergie Brookfield.

Au 30 juin 2017, 2 651 506 parts de société en commandite (2 651 506 au 31 décembre 2016) et 129 658 623 parts de société en commandite rachetables/échangeables (129 658 623 au 31 décembre 2016) étaient en circulation.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	1 \$	1 \$	2 \$	2 \$
Distributions incitatives	7	4	15	10
	8 \$	5 \$	17 \$	12 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	61 \$	58 \$	123 \$	117 \$
	69 \$	63 \$	140 \$	129 \$

Actions privilégiées

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les semestres clos les 30 juin		30 juin 2017	31 déc. 2016
				2017	2016		
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	30 avril 2020	2 \$	2 \$	105 \$	101 \$
Série 2 (113 \$ CA) ¹	4,51	3,13	30 avril 2020	1	2	87	84
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	31 juillet 2019	4	4	191	185
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	30 avril 2018	2	2	79	76
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	31 juillet 2018	3	3	135	130
	31,03			12 \$	13 \$	597 \$	576 \$

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

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 30 juin 2017, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

Les porteurs des actions privilégiées de série 1, de série 3, de série 5 et de série 6 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes. Les porteurs des actions privilégiées de série 2 ont le droit de recevoir des dividendes en trésorerie cumulatifs à taux variable sur ces actions, dont le taux correspond au rendement des bons du Trésor, majoré de 2,620 %. Le dividende trimestriel pour la période du 1^{er} mai 2017 au 31 juillet 2017 a été versé au taux annuel de 3,133 % (0,197423 \$ CA par action) le 31 juillet 2017.

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

En juin 2017, 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 2018 ou plus tôt si la conclusion des rachats survient 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 de nos actions privilégiées de catégorie A.

9. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

Les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées d'Énergie Brookfield sont composés des parts de société en commandite 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	Dividendes déclarés pour les semestres clos les 30 juin		30 juin 2017	31 déc. 2016
				2017	2016		
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	30 avril 2018	2 \$	2 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	31 janvier 2021	4	3	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	31 juillet 2021	4	1	147	147
Série 11 (250 \$ CA)	10,00	5,00	30 avril 2022	3	-	187	-
	27,89			13 \$	6 \$	511 \$	324 \$

Le 14 février 2017, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 11 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 11 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (190 millions \$). Les porteurs de parts privilégiées de série 11 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2022. Par la suite, le taux de distribution sera fixé de nouveau 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 3,82 %, et ii) 5,00 %.

Les porteurs de parts privilégiées de série 11 auront le droit, à leur gré, de reclasser leurs parts privilégiées de série 11 en parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 12 (les « parts privilégiées de série 12 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2022 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 12 auront le droit de recevoir des distributions en trésorerie privilégiées cumulatives à taux variable, dont le taux correspond au rendement des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours, majoré de 3,82 %.

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs. Au 30 juin 2017, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

10. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Au 30 juin 2017, un total de 166 995 929 parts de société en commandite étaient en circulation (166 839 324 au 31 décembre 2016), dont 51 125 944 parts (51 125 944 au 31 décembre 2016) étaient détenues par Brookfield. Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, respectivement 58 408 et 156 605 parts de société en commandite (74 884 et 131 431 en 2016) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait, au 30 juin 2017, une participation directe de société en commandite de 31 % dans Énergie Brookfield, une participation directe de 44 % dans BRELP découlant de la détention de parts de société en commandite rachetables/échangeables et une participation directe de commandité de 1 % dans BRELP.

Au 30 juin 2017, la participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management, soit 180 784 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, représentait environ 61 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 39 %, est détenue par des investisseurs publics. Compte tenu des parts de société en commandite émises après le trimestre considéré, Brookfield Asset Management détiendra environ 60 % d'Énergie Brookfield, en presumant un échange intégral. Se reporter à la note 18, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Brookfield	24 \$	19 \$	48 \$	37 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	54	48	109	95
	78 \$	67 \$	157 \$	132 \$

En février 2017, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 1,87 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de neuf cents par part de société en commandite, qui a pris effet pour la distribution versée en mars 2017.

11. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2017	31 déc. 2016
Trésorerie	127 \$	210 \$
Dépôts à court terme	47	13
	174 \$	223 \$

12. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2017	31 déc. 2016
Activités	141 \$	135 \$
Obligations liées au crédit	97	104
Projets de développement	1	11
Total	239	250
Moins : non courante	(114)	(129)
Courante	125 \$	121 \$

13. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2017	31 déc. 2016
Créances clients	222 \$	262 \$
Autres créances à court terme	102	103
Charges payées d'avance et créances diverses	82	89
	406 \$	454 \$

14. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2017	31 déc. 2016
Autres créditeurs liés aux activités d'exploitation	161 \$	147 \$
Dettes fournisseurs	88	87
Intérêts à payer sur des emprunts de la société et des filiales	67	68
Contrepartie différée	55	55
Provisions liées aux acquisitions	-	54
Distributions à payer aux porteurs de parts de société en commandite, distributions à payer sur les parts de société en commandite privilégiées et dividendes sur actions privilégiées ¹	27	24
Divers	21	32
	419 \$	467 \$

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

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2017, la résolution et le règlement des questions relatives aux provisions liées aux acquisitions ont entraîné la reprise des postes Charge d'impôt exigible et Divers aux comptes consolidés de résultat.

15. 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.

En décembre 2016, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a conclu une entente en vue d'acquérir un portefeuille hydroélectrique d'une puissance totale de 210 MW en Europe, pour une valeur d'entreprise totale de 255 millions €. Énergie Brookfield conservera une participation économique d'environ 29 % dans le portefeuille. La transaction est assujettie à certaines conditions, dont le consentement des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture d'usage. Après la fin du trimestre, la demande de consentement préalable du vendeur a été rejetée. La décision concernant le consentement est susceptible d'appel.

En février 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a conclu une entente en vue d'acquérir une installation éolienne d'une puissance de 16 MW en cours de construction en Irlande du Nord dont la production annuelle devrait atteindre 36 GWh, pour une valeur d'entreprise totale de 27 millions £ (34 millions \$). La transaction est assujettie à l'approbation des organismes de réglementation et aux autres conditions de clôture d'usage. La clôture est prévue au cours du troisième trimestre de 2017. Énergie Brookfield conservera une participation économique d'environ 40 % dans le portefeuille.

En mars 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu des ententes avec TerraForm Power, Inc. (« TerraForm Power ») et TerraForm Global, Inc. (« TerraForm Global »), lesquelles détiennent collectivement des actifs d'énergie renouvelable de grande qualité, principalement sous contrat, d'environ 3 600 MW. Aux termes de ces ententes, Énergie Brookfield acquerra une participation de 51 % dans TerraForm Power, laquelle devrait demeurer une société ouverte inscrite à la cote du NASDAQ chapeauté par Brookfield Asset Management, et la totalité des actions en circulation de TerraForm Global. Chaque transaction est assujettie à plusieurs conditions de clôture. La clôture de chaque transaction est indépendante de la clôture de l'autre transaction. Rien ne peut garantir le moment de la

clôture des transactions, ni même leur clôture. Dans l'hypothèse où la clôture des deux transactions surviendrait, l'engagement d'Énergie Brookfield s'élèverait à environ 500 millions \$ et serait financé à même ses liquidités disponibles.

Le solde des coûts de développement liés à deux projets hydroélectriques au Brésil d'une puissance totale de 47 MW et à deux projets éoliens d'une puissance combinée de 47 MW en Europe devrait s'élever à 131 millions \$. Un projet hydroélectrique d'une puissance de 28 MW et un projet éolien d'une puissance de 28 MW devraient être pleinement en exploitation en 2017. Le projet hydroélectrique d'une puissance de 19 MW et le projet éolien d'une puissance de 19 MW devraient être pleinement en exploitation en 2018.

Après la fin du trimestre, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 25 % dans un portefeuille d'installations d'accumulation par pompage d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni, pour un prix d'acquisition de 196 millions £ (256 millions \$). La clôture de la transaction, qui est assujettie aux conditions de clôture d'usage, est prévue au cours du troisième trimestre de 2017. Se reporter à la note 18, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

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 7, « Dette à long terme et facilités de crédit ».

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 et Brookfield Infrastructure Fund II. Au 30 juin 2017, les lettres de crédit émises par Énergie Brookfield et ses investisseurs institutionnels s'élevaient à 82 millions \$ (66 millions \$ au 31 décembre 2016).

Les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence 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. Au 30 juin 2017, les lettres de crédit émises par les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield s'élevaient respectivement à 428 millions \$ et 18 millions \$ (respectivement 483 millions \$ et 16 millions \$ au 31 décembre 2016).

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.

16. 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 Asset Management et ses filiales.

Brookfield Asset Management a fourni une facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée de 400 millions \$ qui vient à échéance en décembre 2017. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 7, « Dette à long terme et facilités de crédit ». Brookfield Asset Management avait déposé des fonds d'un montant de 140 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield au cours du premier trimestre de l'exercice considéré, qui ont été rendus avant la fin du premier trimestre. La charge d'intérêts sur les prélèvements effectués sur la facilité de crédit et sur les fonds déposés s'est élevée à 1 million \$.

En 2011, au moment de la création d'Énergie Brookfield, Brookfield Asset Management avait transféré certains projets de développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale, mais avait le droit de recevoir une contrepartie variable lorsque ces projets seraient mis en exploitation ou vendus. Un montant de 8 millions \$ a été comptabilisé du fait de la mise en service d'une centrale hydroélectrique de 25 MW au Brésil au premier trimestre de 2017.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Produits				
Conventions d'achat et conventions relatives aux produits	176 \$	137 \$	326 \$	319 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	2	3	3	5
	178 \$	140 \$	329 \$	324 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	(2) \$	- \$	(5) \$	(1) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(12)	(11)
Services d'assurance	(5)	(5)	(10)	(10)
	(13) \$	(11) \$	(27) \$	(22) \$
Coûts de service de gestion	(21) \$	(15) \$	(37) \$	(30) \$

17. FILIALES FAISANT APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE

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

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield ¹	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille ^{1, 2}	Autres filiales ^{1, 3}	Ajustements de consoli- dation ⁴	Énergie Brookfield (consolidé)
Au 30 juin 2017 :							
Actifs courants	27 \$	388 \$	1 641 \$	490 \$	2 107 \$	(3 879) \$	774 \$
Actifs non courants	3 842	257	-	17 720	26 730	(22 103)	26 446
Passifs courants	37	9	20	2 879	2 446	(3 879)	1 512
Passifs non courants	-	-	1 615	640	11 805	(752)	13 308
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	5 348	-	5 348
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 575	-	-	2 575
Actions privilégiées	-	597	-	-	-	-	597
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	511	-	-	516	-	(516)	511
Au 31 décembre 2016 :							
Actifs courants	26 \$	- \$	1 581 \$	150 \$	2 092 \$	(2 942) \$	907 \$
Actifs non courants	3 779	620	-	18 415	27 250	(23 234)	26 830
Passifs courants	33	9	19	2 971	1 644	(2 943)	1 733
Passifs non courants	-	-	1 556	738	12 775	(1 737)	13 332
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	5 589	-	5 589
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 680	-	-	2 680
Actions privilégiées	-	576	-	-	-	-	576
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	324	-	-	324	-	(324)	324

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

²⁾ Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited (« Latam Holdco »), Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. (« NA Holdco ») et Brookfield BRP Europe Holdings Limited (« Euro Holdco »), collectivement les « entités de portefeuille ».

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

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

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield ¹	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille ^{1, 2}	Autres filiales ^{1, 3}	Ajustements de consoli- dation ⁴	Énergie Brookfield (consolidé)
Pour le trimestre clos le 30 juin 2017 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	683 \$	- \$	683 \$
Résultat net	28	1	-	(52)	269	(161)	85
Pour le trimestre clos le 30 juin 2016 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	627 \$	- \$	627 \$
Résultat net	(12)	-	(1)	(56)	92	(42)	(19)
Pour le semestre clos le 30 juin 2017							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	1 360 \$	- \$	1 360 \$
Résultat net	43	1	-	(89)	370	(213)	112
Pour le semestre clos le 30 juin 2016 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	1 301 \$	- \$	1 301 \$
Résultat net	14	-	-	20	253	(227)	60

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

²⁾ Comprennent les entités de portefeuille.

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

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

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

18. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 6 juillet 2017, Énergie Brookfield a annoncé l'émission de 8 304 000 parts de société en commandite sans droit de vote par voie de prise ferme au prix de 42,15 \$ CA par part de société en commandite, pour un produit brut de 350 millions \$ CA (266 millions \$) (le « placement »). De plus, Brookfield Asset Management a acheté 4 943 000 parts de société en commandite au prix d'offre (déduction faite de la commission de placement) simultanément au placement (le « placement privé simultané »). Le total du produit brut du placement et du placement privé simultané s'est élevé à 550 millions \$ CA (418 millions \$). Des coûts de transaction de 15 millions \$ CA (11 millions \$) associés au placement et au placement privé simultané, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes, ont été engagés par Énergie Brookfield.

Le 10 juillet 2017, Énergie Brookfield a annoncé la conclusion du refinancement d'un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 360 MW en Nouvelle-Angleterre. Le financement du projet consistant en des obligations vertes de 475 millions \$ portant intérêt à un taux de 4,4 % et venant à échéance en 2032. Le produit a été affecté au remboursement d'un montant de 350 millions \$ sur la dette et au financement des initiatives de croissance futures.

Le 20 juillet 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 25 % dans un portefeuille d'installations d'accumulation par pompage d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni, pour un prix d'acquisition de 196 millions £ (256 millions \$). Énergie Brookfield conservera une participation d'environ 7,5 % dans le portefeuille. La clôture de la transaction, qui est assujettie aux conditions de clôture d'usage, est prévue au cours du troisième trimestre de 2017.

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 groupe

Harry Goldgut
Président du groupe

Sachin Shah
Chef de la direction

Nicholas Goodman
Chef de la direction des finances

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

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

Administrateurs du commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.

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

Symboles boursiers

NYSE : BEP (parts de société en commandite)
TSX : BEP.UN (parts de société en commandite)
TSX : BEP.PR.E (parts de société en commandite privilégiées, série 5)
TSX : BEP.PR.G (parts de société en commandite privilégiées, série 7)
TSX : BEP.PR.I (parts de société en commandite privilégiées, série 9)
TSX : BEP.PR.K (parts de société en commandite privilégiées, série 11)
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 le rapport annuel de 2016 et le formulaire 20-F en ligne. Pour obtenir des informations à jour et détaillées, visitez notre section « Nouvelles ».

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

Les actionnaires peuvent acheminer leurs demandes de renseignements au service des Relations avec les investisseurs, en composant le 416-359-1955 ou en écrivant à enquiries@brookfieldrenewable.com.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
bep.brookfield.com

NYSE : BEP
TSX : BEP.UN