

RAPPORT INTERMÉDIAIRE DU PREMIER 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, 35 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 10 621 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») annualisée de 41 355 gigawattheures (« GWh »). Nous avons également un portefeuille de projets de développement de plus de 6 000 MW. Le tableau suivant présente notre portefeuille au 31 mars 2017 :

	Réseaux hydro- graphiques	Installations	Puissance ¹ (MW)	MLT ^{1, 2} (GWh)	Stockage (GWh)
Hydroélectricité ³					
Amérique du Nord ⁴					
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 ⁵	6	6	2 732	14 476	3 703
Brésil ⁶	26	42	899	4 647	-
	82	218	8 478	36 898	8 582
Énergie éolienne ^{3, 7}					
États-Unis	-	7	434	1 113	-
Canada	-	3	406	1 197	-
	-	10	840	2 310	-
Europe	-	20	463	1 174	-
Brésil	-	5	150	588	-
	-	35	1 453	4 072	-
Divers ⁸	-	7	690	385	-
	82	260	10 621	41 355	8 582

¹⁾ Comprend la totalité de la puissance et de la production provenant des actifs que nous gérons.

²⁾ 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.

³⁾ Pour des renseignements sur les modifications apportées à nos secteurs à présenter, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

⁴⁾ 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.

⁵⁾ 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. Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

⁶⁾ Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

⁷⁾ 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.

⁸⁾ Comprend 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 31 mars 2017 :

PRODUCTION (GWh) ^{1, 2}	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord ³					
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 ⁴	3 508	3 509	3 571	3 888	14 476
Brésil ⁵	1 147	1 159	1 170	1 171	4 647
	9 435	9 795	8 313	9 355	36 898
Énergie éolienne ⁶					
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	352	252	226	344	1 174
Brésil	81	101	209	197	588
	1 008	1 017	944	1 103	4 072
Divers ⁷	29	123	149	84	385
Totale	10 472	10 935	9 406	10 542	41 355
Moyenne à long terme au prorata	5 970	6 399	5 205	5 845	23 419

¹⁾ Comprend la totalité de la production provenant des actifs que nous gérons.

²⁾ 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.

³⁾ 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.

⁴⁾ 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.

⁵⁾ Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs.

⁶⁾ 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.

⁷⁾ 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 enregistré un premier trimestre solide grâce à une production conforme à la moyenne à long terme, à un accent continu sur les activités et aux acquisitions récentes, des éléments qui ont tous contribué à nos résultats financiers. Nous avons continué de faire progresser notre réserve de développement et sommes en bonne position pour atteindre nos objectifs de croissance pour 2017, tant sur le plan du déploiement des capitaux que de la croissance des flux de trésorerie par part.

Au cours des cinq dernières années, nous avons ajouté une puissance d'environ 6 200 mégawatts à notre entreprise (2 000 mégawatts sur une base proportionnelle), déployant ainsi des capitaux propres de BEP de 2,5 milliards \$ au moyen d'une combinaison d'acquisitions stratégiques et de développement de projets. En maintenant notre discipline en matière de finances et de souscription, nous avons été en mesure d'investir des capitaux à des rendements supérieurs et de réaliser une croissance des flux de trésorerie par part conforme à nos cibles à long terme.

D'après nos plans d'exploitation, nous prévoyons que, d'ici la fin de 2017, nous aurons généré une croissance composée des fonds provenant des activités (FPA) par part, de 9 % depuis 2012. Cette croissance des flux de trésorerie, dérivée principalement de notre portefeuille d'actifs perpétuels, sous-tend la croissance de nos distributions et nous permet d'avoir confiance que, en association avec notre dividende actuelle, nous pouvons atteindre notre objectif de rendement total de 12 % à 15 % par action.

Résultats financiers et activités

Le BAIIA ajusté et les FPA se sont établis respectivement à 453 millions \$ et à 166 millions \$ pour le trimestre. Cette performance s'explique par la production, qui a été conforme aux moyennes pour notre parc d'actifs. Les solides apports d'eau en Amérique du Nord ont été complétés par une amélioration des conditions en Colombie et au Brésil. Nos portefeuilles éoliens du Canada, de l'Europe et du Brésil ont tous généré une solide production au cours du trimestre.

En Amérique du Nord, la production hydroélectrique a été au-dessus de la moyenne à long terme et a été soutenue par de forts apports d'eau au Canada et dans le nord-est des États-Unis. Nos équipes d'exploitation gèrent activement nos réservoirs afin d'optimiser la production et de se préparer en vue de la saison printanière, qui est caractérisée par un accroissement des apports d'eau. Nous avons réussi à vendre toute notre puissance admissible lors des récentes enchères de puissance en Nouvelle-Angleterre à un prix de 5,30 \$/kW/mois, et nous continuons de vendre de l'énergie, de la puissance et des produits connexes à des prix dépassant les prix de marché actuels et nos valeurs souscrites.

Nos activités de l'Europe continuent de répondre aux attentes et d'offrir une combinaison attrayante de nouvelle croissance, de développement de projets et d'occasions de recyclage de capitaux. Au cours du trimestre, nous avons achevé la mise en œuvre d'un nouveau système de surveillance éolien, qui nous permet de mieux gérer nos actifs en vue de tirer profit de l'énergie différentielle et de réduire les interruptions. Nous avons également continué de capitaliser sur nos récents succès en matière de contrats et faisons avancer les discussions avec un certain nombre de grandes multinationales en vue de les approvisionner en énergie propre produite par nos actifs éoliens. Au début de mars, nous avons réalisé la vente de deux parcs éoliens en Irlande, d'une puissance de production éolienne combinée de 137 mégawatts. La transaction a permis de cristalliser un rendement annuel composé de 35 % depuis l'acquisition pour les actionnaires de BEP et a généré un produit net d'environ 60 millions \$.

Au Brésil, nous continuons de bénéficier de nos actifs de haute qualité et de notre profonde expertise locale en matière d'exploitation. Le pays continue d'émerger de la récession et ses perspectives économiques se sont améliorées; on s'attend à ce qu'il renoue avec la croissance en 2017. Les prix de l'énergie sont demeurés volatils dans ce pays, atteignant 200 R\$/MWh au cours du trimestre, ce qui nous a permis de bénéficier de prix supérieurs grâce à nos capacités de marketing.

En Colombie, nous avons réalisé l'étape finale de la privatisation de notre portefeuille Isagen, d'une puissance de 3 000 mégawatts, et, à la fin du trimestre, ses actions étaient radiées de la cote de la bourse de la Colombie. Nous continuons de faire progresser notre plan d'affaires visant à améliorer l'efficacité de l'exploitation et de faire avancer des projets de développement de 100 mégawatts vers le prochain stade.

Environnement d'investissement

Notre réserve d'investissement continue d'être solide et de comprendre des occasions dans tous nos principaux marchés.

Au cours du trimestre, nous avons annoncé que, de concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons conclu des ententes visant l'acquisition de la totalité des actions en circulation de TerraForm Global et d'une participation conférant le contrôle de 51 % dans TerraForm Power. Notre quote-part de l'investissement total en capitaux propres est d'environ 500 millions \$, somme que nous nous attendons de financer au moyen des liquidités existantes. Cet investissement donnerait à Énergie Brookfield une participation d'environ 30 % dans TerraForm Global et de 15 % dans TerraForm Power sur une base pro forma.

Dans l'ensemble, les sociétés TerraForm détiennent des actifs d'énergie renouvelable de haute qualité d'une puissance d'environ 3 600 mégawatts, dont la production est principalement sous contrat et la majorité des flux de trésorerie est générée aux États-Unis. Les entreprises visées comptant également des actifs au Brésil, en Inde et en Chine, la transaction nous procurera une diversification sur le plan géographique, constituera notre premier investissement significatif dans l'énergie solaire et nous offrira une plateforme pour une croissance future dans le secteur.

Croissance organique

Nous continuons de réaliser une croissance organique avec des rendements des capitaux propres de 15 % à 20 % en développant et en commercialisant des projets d'énergie renouvelable dans l'ensemble de notre portefeuille. Au Brésil, nous avons mis en service au cours du trimestre une installation hydroélectrique de 25 mégawatts qui, de concert avec les actifs dont la construction devrait être terminée au cours des deux prochaines années, contribuera des FPA supplémentaires d'environ 20 millions \$ sur une base annualisée. Les projets supplémentaires pour 2019 et 2020 devraient ajouter de 25 à 30 millions aux FPA une fois qu'ils seront achevés.

Nos initiatives de développement et de construction progressent selon l'étendue, le calendrier et le budget prévus. En Europe, nous avons quasi achevé un parc éolien de 15 mégawatts et faisons progresser la construction de trois projets éoliens d'une puissance totale de 66 mégawatts en Irlande et en Écosse. Au Brésil, nous faisons progresser la construction d'installations hydroélectriques supplémentaires d'une puissance de 47 mégawatts dont la production sera entièrement sous contrat. À mesure que nous construisons et commercialisons nos nouveaux actifs en développement, nous reconstituons également notre réserve de projets de croissance organique et, récemment, nous avons accepté d'acquérir un projet éolien de 16 mégawatts prêt à construire, avec l'option d'acquérir un autre projet totalisant 23 mégawatts.

Liquidités

Notre situation de liquidités à la fin du trimestre est demeurée solide à environ 1,6 milliard \$, et notre situation financière continue de se renforcer grâce à de solides flux de trésorerie d'exploitation, à du financement à faible coût et à des initiatives de recyclage des capitaux. Nous avons réalisé un placement de parts privilégiées de 250 millions \$ CA au cours du trimestre, et nous travaillons à un certain nombre d'opérations de refinancement ayant le potentiel de faire émerger un produit net supplémentaire de 100 millions \$.

Dans l'environnement actuel de faibles prix de l'énergie, nous nous attendons à ce que notre ratio de distribution demeure au-dessus de notre cible à long terme de 70 %. Toutefois, comme nous continuons de faire croître nos flux de trésorerie de façon organique et au moyen d'acquisitions, nous nous attendons à ce que la situation se normalise à moyen terme. Entre-temps, compte tenu de nos flux de trésorerie d'exploitation robustes, de notre bilan de qualité supérieure et de notre solide situation de liquidités, nous continuons d'avoir des ressources plus qu'adéquates pour financer notre croissance, nos dépenses en immobilisations et notre programme de développement ainsi que pour faire croître les distributions de 5 % à 9 % par année.

Perspectives

Nous sommes très heureux des progrès que nous avons réalisés au cours des trois premiers mois de l'année, et nous croyons que 2017 a le potentiel d'être une autre année fructueuse pour l'entreprise. Nos priorités à court terme sont de faire avancer nos transactions et initiatives de croissance actives, de maintenir des niveaux élevés de disponibilité opérationnelle et de faire progresser notre réserve de développement selon l'étendue, le calendrier et le budget prévus. Nous continuons de mettre l'accent sur l'atteinte, au fil du temps, de rendements totaux annualisés de 12 % à 15 % par action, et nous croyons que cela est possible à la lumière de l'environnement actuel et de nos perspectives d'affaires.

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

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Sachin', written over a thin horizontal line.

Sachin Shah

Le 3 mai 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 sous gestion totalisant environ 28 milliards \$, une puissance installée de 10 621 MW et un portefeuille de projets de développement de plus de 6 000 MW. La production moyenne à long terme annualisée au prorata est de 23 419 GWh. Notre portefeuille se compose de 218 centrales hydroélectriques installées sur 82 réseaux hydrographiques, 35 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. La capacité de stockage de l'eau dans des réservoirs en Amérique du Nord et en Colombie ainsi que le nivellement de la production au Brésil 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. Environ 92 % 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 17 ans (au prorata), ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

Profil financier solide. Grâce à des actifs sous gestion totalisant environ 28 milliards \$, notre ratio d'endettement est de 38 %, et environ 79 % 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. Au 31 mars 2017, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 1,6 milliard \$, 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 de plus de 6 000 MW, répartis à l'échelle de nos plateformes d'exploitation, ainsi que la capacité d'atteindre une efficience 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 82 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 5 000 MW, de 38 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 clos le 31 mars 2017

Le présent rapport de gestion pour le trimestre clos le 31 mars 2017 a été préparé en date du 3 mai 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 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 (www.sec.gov) et sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants du premier trimestre de 2017

PARTIE 2 – Revue du rendement financier
Production et revue financière pour le trimestre clos le 31 mars 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 29
Dette à long terme et facilités de crédit 31

PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles

11 Sommaire des résultats trimestriels historiques 32

PARTIE 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes

21 33

PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement

23 36

PARTIE 9 – Mise en garde

25 40

25

26

26

27

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE DE 2017

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2017	2016
Information sur l'exploitation		
Puissance (MW)	10 621	10 367
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	10 539	9 044
Production réelle	10 484	9 029
Produits moyens (\$ par MWh)	65	75
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme	5 992	5 469
Production réelle	6 161	5 896
Produits moyens (\$ par MWh)	68	69
Informations financières choisies		
Produits	677 \$	674 \$
BAIIA ajusté ¹	453	455
Fonds provenant des activités ¹	166	187
Fonds provenant des activités ajustés ¹	149	171
Résultat net	27	79
Fonds provenant des activités par part de société en commandite ^{1,2}	0,55	0,68
Distribution par part de société en commandite	0,47	0,45

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 clos le 31 mars 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 299,2 millions (275,5 millions en 2016).

	31 mars 2017	31 décembre 2016
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles	1 591 \$	1 191 \$
Ratio d'endettement	38 %	38 %
Emprunts sans recours à l'égard d'Énergie Brookfield	79 %	78 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	7,1 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	9,3 ans	9,6 ans
Taux d'intérêt moyen	6,2 %	6,2 %

Résultats d'exploitation

La production du trimestre, qui a atteint 10 484 GWh, est comparable à la moyenne à long terme de 10 539 GWh et supérieure à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, qui était de 9 029 GWh. L'apport supplémentaire découlant de la croissance de notre portefeuille s'est élevé à 1 708 GWh, comparativement à la moyenne à long terme de 1 636 GWh. La production au prorata s'est établie à 6 161 GWh en regard de 5 896 GWh à l'exercice précédent.

Les fonds provenant des activités se sont établis à 166 millions \$ (0,55 \$ par part de société en commandite) pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à 187 millions \$ (0,68 \$ par part de société en commandite) à la période correspondante de 2016. La croissance de notre portefeuille et la dépréciation du dollar américain ont été neutralisées par une production relativement moins élevée à nos installations en Amérique du Nord. Au cours de l'exercice précédent, nous avons également bénéficié des profits de 22 millions \$ réalisés grâce à notre programme de couverture du risque de change en vigueur.

Le résultat net pour le trimestre clos le 31 mars 2017 s'est élevé à 27 millions \$ (0,05 \$ par part de société en commandite) contre 79 millions \$ (0,16 \$ par part de société en commandite) pour la période correspondante de 2016. Le recul du résultat net est principalement attribuable à la diminution des fonds provenant des activités et à une hausse de la charge d'amortissement en raison de la croissance de notre portefeuille.

Croissance

De concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons :

- conclu des ententes avec TerraForm Power, Inc. (« TerraForm Power ») et TerraForm Global, Inc. (« TerraForm Global ») en vue d'acquérir une participation de respectivement 51 % et 100 % dans les actions en circulation. Chaque transaction est assujettie à plusieurs conditions de clôture. Sur une base combinée, ces portefeuilles représentent une puissance installée d'environ 3 600 MW;
- conclu une entente en vue d'acquérir une centrale éolienne prête à construire d'une puissance de 16 MW en Irlande du Nord et dont la production annuelle devrait atteindre 36 GWh. Énergie Brookfield conservera une participation financière d'environ 40 % dans le portefeuille;
- vendu un portefeuille éolien d'une puissance de 137 MW en Irlande pour une contrepartie en trésorerie d'un montant brut de 147 millions € (155 millions \$). Le rendement du capital investi d'Énergie Brookfield, qui représente la participation de 40 % dans le portefeuille, nette de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, s'est élevé à 16 millions € (17 millions \$);
- réalisé la privatisation du portefeuille Isagen et la radiation de ses actions de la Bourse colombienne;

Développement

- effectué, au cours du trimestre, la mise en service complète d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 25 MW au Brésil, dont la production moyenne à long terme annualisée est de 126 GWh.
- après la fin du trimestre, presque terminé la réalisation d'un projet éolien d'une puissance de 15 MW en Irlande, dont la production moyenne à long terme annualisée est de 46 GWh.
- amorcé également, au cours du trimestre, la construction d'une installation éolienne d'une puissance de 19 MW en Irlande, dont la production moyenne à long terme annualisée sera de 63 GWh.

Nous avons poursuivi la construction au Brésil, conformément à l'étendue, au calendrier et au budget prévus, de deux projets de développement hydroélectriques et d'un projet éolien en Irlande. Collectivement, ces projets ont une puissance installée de 75 MW et affichent une production moyenne à long terme annualisée de 390 GWh.

Opérations sur capitaux propres

- Nous avons émis des parts de société en commandite privilégiées pour un produit brut de 250 millions \$ CA (190 millions \$).
- Nous avons augmenté les distributions aux porteurs de parts de société en commandite, qui 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.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR LE TRIMESTRE CLOS LE 31 MARS 2017

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme en GWh pour les trimestres clos les 31 mars :

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	3 422	3 522	3 552	3 201	(130)	321	(100)
Canada	1 500	1 730	1 228	1 233	272	497	(230)
	4 922	5 252	4 780	4 434	142	818	(330)
Colombie	3 426	1 625	3 508	2 253	(82)	(628)	1 801
Brésil	1 057	1 026	1 139	1 193	(82)	(167)	31
	9 405	7 903	9 427	7 880	(22)	23	1 502
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	173	220	251	252	(78)	(32)	(47)
Canada	311	301	324	324	(13)	(23)	10
	484	521	575	576	(91)	(55)	(37)
Europe	432	471	428	451	4	20	(39)
Brésil	139	113	81	81	58	32	26
	1 055	1 105	1 084	1 108	(29)	(3)	(50)
Divers	24	21	28	56	(4)	(35)	3
Totale	10 484	9 029	10 539	9 044	(55)	(15)	1 455

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 ».

Dans l'ensemble, le rendement du portefeuille hydroélectrique a été comparable à la moyenne à long terme grâce à un solide apport des actifs en Amérique du Nord, plus particulièrement nos actifs en propriété exclusive au Canada et à New York. Au cours du trimestre, nous avons également connu des apports d'eau proches de la moyenne à long terme en Colombie et au Brésil. La production du portefeuille s'est établie à 9 405 GWh, et l'apport découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 1 697 GWh.

La production de nos installations éoliennes a correspondu à la moyenne à long terme ou l'a dépassée dans l'ensemble du portefeuille, sauf en Amérique du Nord où la faiblesse des ressources éoliennes explique que la production a été inférieure à la moyenne à long terme. La production de notre portefeuille a été de 1 055 GWh, et la croissance du portefeuille a ajouté 11 GWh. La production de la période correspondante de l'exercice précédent comprenait celle de 32 GWh du portefeuille éolien de 137 MW en Irlande qui a été vendu au cours du premier trimestre de 2017.

Le tableau qui suit présente les principales informations financières pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Produits	677 \$	674 \$
Autres produits	8	22
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	2
Coûts d'exploitation directs	(233)	(243)
BAIIA ajusté ¹	453	455
Coûts de service de gestion	(16)	(15)
Charge d'intérêts – emprunts	(163)	(127)
Impôt exigible	(16)	(7)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(6)	(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	(80)	(110)
Actions privilégiées	(6)	(6)
Fonds provenant des activités ¹	166 \$	187 \$

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 ».

Les produits totalisant 677 millions \$ représentent une augmentation de 3 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent.

Bien que la production de notre portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord ait été supérieure à la moyenne à long terme, elle a baissé par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui a eu une incidence de 32 millions \$ sur les produits. Les prix de l'électricité réalisés sur le marché libre relativement plus faibles ont eu une incidence de 11 millions \$ sur les produits. Les apports supplémentaires découlant de la croissance de notre portefeuille ont ajouté 18 millions \$ aux produits.

L'amélioration des conditions hydrologiques entourant notre portefeuille en Colombie et la croissance de notre portefeuille ont été annulées par une baisse des prix de l'électricité sur le marché libre, ce qui a entraîné une incidence nette de 13 millions \$ sur les produits. La production de notre portefeuille hydroélectrique au Brésil a été comparable à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. Au cours du trimestre, nous avons bénéficié de la hausse relative des prix de l'électricité réalisés sur le marché libre et de la croissance du portefeuille à hauteur de 7 millions \$.

La production de notre portefeuille éolien a été légèrement en dessous de la moyenne à long terme en raison de la vitesse des vents inférieure à la moyenne en Amérique du Nord. Cette diminution a été contrebalancée par les apports de nos installations alimentées à la biomasse et de nos centrales de cogénération, ce qui a entraîné une augmentation nette des produits de 2 millions \$.

Au début de mars 2017, nous avons vendu un portefeuille éolien d'une puissance de 137 MW en Irlande qui avait contribué aux produits à hauteur de 3 millions \$ au cours de la période correspondante de l'exercice précédent.

La dépréciation du dollar américain, par rapport à sa valeur au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, a entraîné une augmentation des produits de 35 millions \$, mais elle s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt pour se traduire par un apport net de 8 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, de 68 \$ est en grande partie conforme à celui de la période correspondante de l'exercice précédent. Sur une base consolidée, la moyenne du total des produits par MWh a fléchi de 10 \$ par MWh, principalement en raison de la baisse des prix de l'électricité réalisés sur le marché libre de notre portefeuille en Colombie.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 233 millions \$ représentent une baisse de 10 millions \$, attribuable surtout à la réduction des achats d'électricité en Colombie et au recouvrement d'impôts fonciers payés en trop au cours des exercices précédents. Est comprise dans les coûts d'exploitation directs l'incidence de la croissance de notre portefeuille de 37 millions \$.

Les coûts de service de gestion totalisant 16 millions \$ représentent une augmentation de 1 million \$, essentiellement attribuable à la croissance de la valeur de la capitalisation par suite de l'émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées au cours des douze derniers mois.

La charge d'intérêts de 163 millions \$ représente une hausse de 36 millions \$, qui a été entraînée par la croissance de notre portefeuille à hauteur de 25 millions \$. Le reste de l'augmentation est attribuable aux financements additionnels liés à des projets et à l'émission de billets à moyen terme en 2016.

La charge d'impôt exigible s'est élevée à 16 millions \$, soit une augmentation de 9 millions \$ imputable surtout à l'acquisition du portefeuille en Colombie.

Les distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées totalisant 6 millions \$ représentent une augmentation de 3 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 86 millions \$ a reculé de 30 millions \$ surtout à cause de la baisse des fonds provenant des activités des actifs en propriété non exclusive.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 166 millions \$, soit une diminution de 21 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 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2017						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Totale	Colombie	Brésil	Totale
Production (GWh) – MLT	3 552	1 228	4 780	3 508	1 139	9 427
Production (GWh) – réelle	3 422	1 500	4 922	3 426	1 057	9 405
Produits	215 \$	98 \$	313 \$	198 \$	66 \$	577 \$
BAIIA ajusté ¹	149	87	236	102	51	389
Fonds provenant des activités ¹	78 \$	70 \$	148 \$	10 \$	33 \$	191 \$
2016						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Totale	Colombie	Brésil	Totale
Production (GWh) – MLT	3 201	1 233	4 434	2 253	1 193	7 880
Production (GWh) – réelle	3 522	1 730	5 252	1 625	1 026	7 903
Produits	227 \$	107 \$	334 \$	193 \$	48 \$	575 \$
BAIIA ajusté ¹	162	109	271	92	35	398
Fonds provenant des activités ¹	87 \$	94 \$	181 \$	10 \$	21 \$	212 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 5 – Informations proportionnelles » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

Dans l'ensemble, la production du portefeuille correspond aux moyennes à long terme. La production de nos installations détenues en propriété exclusive à New York, au Québec et en Ontario a dépassé la moyenne à long terme, mais a été en partie neutralisée par une pénurie au Tennessee et en Caroline du Nord. L'incidence sur nos résultats financiers de la faiblesse de la production au Tennessee et en Caroline du Nord a été atténuée par les participations ne donnant pas le contrôle. Par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent où nous avons bénéficié d'une production bien au-dessus de la moyenne à long terme, les apports d'eau sont revenus à des niveaux plus normaux et expliquent la diminution de la production. Nous avons géré activement nos réservoirs et terminé le trimestre avec une production comparable à la moyenne à long terme, ce qui représente une amélioration par rapport à nos niveaux en fin d'exercice et nous laisse en bonne position pour amorcer le deuxième trimestre. À 4 922 GWh, la production du portefeuille est supérieure à la moyenne à long terme de 4 780 GWh, mais inférieure de 330 GWh à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production totale comporte l'apport de la production de 399 GWh d'un trimestre complet de notre portefeuille de 296 MW en Pennsylvanie acquis au deuxième trimestre de 2016.

Les produits totalisant 313 millions \$ représentent une diminution de 21 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

La faiblesse relative des prix de l'électricité sur le marché libre et la baisse du prix contractuel à notre centrale en Louisiane ont été en partie compensées par les indexations sur inflation annuelles de nos conventions d'achat d'électricité, d'où une incidence nette de 11 millions \$. La production moins élevée par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent s'est répercutée sur les produits à hauteur de 32 millions \$. Le total des produits comporte l'apport de 18 millions \$ tiré de la production pendant un trimestre complet de notre portefeuille de 296 MW en Pennsylvanie.

La diminution des produits a été en partie atténuée par l'apport de 4 millions \$ de nos installations au Canada, attribuable à la dépréciation du dollar américain qui s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt pour se traduire par un apport net de 3 millions \$ aux fonds provenant des activités. 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 trimestre considéré, à l'une de nos centrales hydroélectriques détenues en propriété exclusive au Canada, nous avons réussi à recouvrer des trop-perçus d'impôts fonciers d'exercices précédents totalisant 8 millions \$.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 148 millions \$, soit une diminution de 33 millions \$, qui tient principalement à la diminution de la production, en partie compensée par l'apport de 4 millions \$ découlant de la croissance.

Colombie

La production de notre portefeuille est revenue à un niveau comparable à la moyenne à long terme et a connu une hausse par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, où avait sévi la sécheresse. Le portefeuille a affiché une production de 3 426 GWh, laquelle était légèrement inférieure à la moyenne à long terme de 3 508 GWh, mais représentait une augmentation de 1 801 GWh par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. La production totale comprend l'apport de 1 272 GWh pendant un trimestre complet du portefeuille acquis en janvier 2016.

Les produits totalisant 198 millions \$ représentent une augmentation de 5 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. L'amélioration des conditions hydrologiques entourant notre portefeuille en Colombie et la croissance de notre portefeuille ont été annulées par une baisse des prix de l'électricité sur le marché libre, ce qui a entraîné une incidence nette des produits de 13 millions \$. La dépréciation du dollar américain explique l'augmentation de 18 millions \$ des produits.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 10 millions \$, ce qui est comparable à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, car la croissance du portefeuille et l'augmentation de la production ont été annulées par la baisse des prix de l'électricité sur le marché libre.

Brésil

La production a été comparable à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. La production du portefeuille s'est élevée à 1 057 GWh, soit une production légèrement inférieure à la moyenne à long terme de 1 139 GWh, mais supérieure de 31 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.

Les produits totalisant 66 millions \$ représentent une augmentation de 18 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, principalement attribuable à la dépréciation du dollar américain et à la hausse des prix de l'électricité réalisés sur le marché libre, qui ont fourni des apports de respectivement 11 millions \$ et 5 millions \$. La dépréciation du dollar américain, par rapport à sa valeur à la période correspondante de l'exercice précédent, s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt pour se traduire par un apport net de 3 millions \$ aux fonds provenant des activités. Le total des produits comporte l'apport de 2 millions \$ de la centrale d'une puissance de 25 MW mise en service au cours du trimestre.

À 33 millions \$, les fonds provenant des activités ont augmenté de 12 millions \$.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités hydroélectriques pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2017						
	Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT	251	324	575	428	81	1 084
Production (GWh) – réelle	173	311	484	432	139	1 055
Produits	17 \$	31 \$	48 \$	37 \$	9 \$	94 \$
BAIIA ajusté ¹	10	27	37	26	8	71
Fonds provenant des activités ¹	1 \$	20 \$	21 \$	7 \$	2 \$	30 \$
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2016						
	Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT	252	324	576	451	81	1 108
Production (GWh) – réelle	220	301	521	471	113	1 105
Produits	22 \$	29 \$	51 \$	42 \$	5 \$	98 \$
BAIIA ajusté ¹	14	25	39	29	5	73
Fonds provenant des activités ¹	1 \$	18 \$	19 \$	8 \$	1 \$	28 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 5 – Informations proportionnelles » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

Le régime des vents est demeuré sous la moyenne à long terme dans l'ensemble de notre portefeuille surtout en raison de la baisse des ressources éoliennes, mais la disponibilité des installations s'est maintenue toutefois à un niveau élevé grâce à un nombre minimal d'arrêts et de réductions de la production. La baisse de la production par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent à l'échelle du portefeuille aux États-Unis a été légèrement compensée par la hausse de la production au Canada où les installations sont détenues en propriété exclusive. La production du portefeuille a atteint 484 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 575 GWh et une diminution de 37 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits se sont élevés à 48 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 3 millions \$ principalement attribuable à une baisse de la production dans l'ensemble du portefeuille aux États-Unis.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 21 millions \$, soit une augmentation de 2 millions \$. L'incidence de la diminution des produits dégagés par le portefeuille des États-Unis a été atténuée par nos participations ne donnant pas le contrôle.

Europe

La production a été comparable à la moyenne à long terme dans l'ensemble du portefeuille. Par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent où nous avons tiré avantage d'un régime de vents forts et d'une production supérieure à la moyenne à long terme à l'échelle du portefeuille, le retour à la normalité des ressources éoliennes s'est traduit par une baisse de la production. La production du portefeuille a atteint 432 GWh, soit une production conforme à la moyenne à long terme qui s'est établie à 428 GWh et une diminution de 39 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production totale comprend un apport supplémentaire de 11 GWh découlant de la production pour un trimestre complet des installations mises en service en 2016. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent comprenait 32 GWh liés au portefeuille éolien de 137 MW en Irlande qui a été vendu au cours du premier trimestre de 2017.

Les produits se sont élevés à 37 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 5 millions \$ imputable surtout à la baisse de la production. Le total des produits comprend l'apport supplémentaire de 1 million \$ provenant des installations mises en service en 2016. L'installation éolienne de 137 MW vendue au cours du trimestre avait contribué aux produits à hauteur de 3 millions \$ à l'exercice précédent.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 7 millions \$, soit une diminution de 1 million \$.

Brésil

La production a été supérieure à la moyenne à long terme et comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent essentiellement du fait d'un régime de vents forts. La production du portefeuille a atteint 139 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme de 81 GWh, et représente une hausse de 26 GWh en regard de la production du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits totalisant 9 millions \$ affichent une augmentation de 4 millions \$ attribuable principalement à la hausse de la production. La dépréciation du dollar américain par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent a entraîné une augmentation des produits de 1 million \$ et 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 2 millions \$, soit une hausse de 1 million \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Résultat net	27 \$	79 \$
Coûts de service de gestion	16	15
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	4	1
Perte latente sur les instruments financiers	20	-
Amortissement des immobilisations corporelles	200	179
Divers	2	12
Charge d'impôt		
Exigible	16	7
Différé	5	35
Charge d'intérêts – emprunts	163	127
BAIIA ajusté ¹	453 \$	455 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	300 \$	225 \$
Variation nette des soldes du fonds de roulement	(49)	45
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées	5	6
Autres charges	1	28
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	2
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(6)	(3)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(86)	(116)
Fonds provenant des activités ¹	166	187
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	(17)	(16)
Fonds provenant des activités ajustés ¹	149 \$	171 \$
Résultat net attribuable aux parts de société en commandite, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et à la participation de commandité	16 \$	43 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite, part de société en commandite rachetable/échangeable et participation de commandité³	0,05 \$	0,16 \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,32	1,37
€	0,94	0,91
R\$	3,14	3,91
£	0,81	0,70
COP	2 921	3 237

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.

³⁾ Le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite et de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité en circulation au cours de l'exercice s'est établi à 299,2 millions (275,5 millions en 2016).

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 avons des conventions d'achat d'électricité à long terme d'une durée résiduelle moyenne pondérée de 17 ans (au prorata). 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.

Le tableau suivant présente les contrats conclus pour les cinq prochains exercices relativement à la production selon une moyenne à long terme :

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	7 897	8 705	7 000	7 000	6 586
Canada	3 949	5 177	5 177	3 710	3 217
	11 846	13 882	12 177	10 710	9 803
Colombie	7 539	7 526	4 868	2 210	929
Brésil	2 986	3 718	3 545	3 320	2 413
	22 371	25 126	20 590	16 240	13 145
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	759	977	977	977	977
Canada	873	1 197	1 197	1 197	1 197
	1 632	2 174	2 174	2 174	2 174
Europe	776	1 157	1 157	1 021	1 004
Brésil	422	560	560	560	522
	2 830	3 891	3 891	3 755	3 700
Divers	509	733	735	734	605
	25 710	29 750	25 216	20 729	17 450
Production non visée par contrat	4 880	11 701	16 235	21 006	24 285
Moyenne à long terme totale	30 590	41 451	41 451	41 735	41 735
Moyenne à long terme au prorata ³	17 212	23 461	23 461	23 573	23 573
Production visée par contrat – au 31 mars 2017					
% de la production totale	84 %	72 %	61 %	50 %	42 %
% de la production totale au prorata	92 %	84 %	78 %	67 %	58 %
Prix par MWh – production totale	64 \$	66 \$	70 \$	74 \$	77 \$
Prix par MWh – production totale au prorata	68 \$	69 \$	71 \$	74 \$	76 \$

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 et 2019 et les exercices 2020 et 2021, l'apport des actifs en cours de construction qui répondent aux conditions précitées est de respectivement 96 GWh et 382 GWh.

²⁾ Comprend la production de 2 821 GWh pour 2017 et de 1 704 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 de nos 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 résiduelle moyenne pondérée des portefeuilles au Brésil et en Colombie s'établit à respectivement 9 ans et 2 ans (au prorata). Nous continuons de nous concentrer sur les contrats à long terme et de chercher à maintenir un certain pourcentage de production non contractuelle de manière à atténuer le risque de marché.

Le portefeuille éolien en Europe a maintenant une durée résiduelle moyenne pondérée de 9 ans (au prorata), après que les contrats à long terme liés au portefeuille éolien en Irlande d'une puissance de 137 MW vendu au cours du trimestre ont été résiliés.

La majorité des contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield 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 (45 %), d'utilisateurs industriels (26 %), d'organismes publics d'électricité (19 %) et de sociétés de distribution (10 %).

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)	31 mars 2017	31 déc. 2016
Facilités de crédit ¹	554 \$	673 \$
Emprunts de la société mère ²	1 570	1 556
Emprunts des filiales ³	7 895	7 953
Dette à long terme	10 019	10 182
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 695	3 652
Capitaux propres	12 873	12 672
Total de la structure du capital	26 587 \$	26 506 \$
Ratio d'endettement	38 %	38 %

¹⁾ Facilités de crédit non garanties de la société mère, assorties d'une garantie d'Énergie 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)	31 mars 2017	31 déc. 2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie consolidés	336 \$	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	(195)	(135)
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	141	88
Titres disponibles à la vente	151	136
Facilités de crédit		
Facilités de crédit autorisées	2 090	1 890
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit	(554)	(673)
Lettres de crédit émises	(237)	(250)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 299	967
Liquidités disponibles	1 591 \$	1 191 \$

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 et le produit tiré de l'émission de titres sur les marchés.

Facilités de crédit et emprunts des filiales

Nous avons élevé de 200 millions \$ la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée consentie par Brookfield, pour la faire passer à 400 millions \$. La date d'échéance du 31 décembre 2017 de la facilité et le taux d'intérêt au TIOL majoré de 2 % n'ont pas changé.

Nous avons obtenu un emprunt bancaire de 60 millions \$ pour notre centrale hydroélectrique d'une puissance de 417 MW en Pennsylvanie.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et des intérêts à payer au 31 mars 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	-	150	-	353	539	1 088	2 130 \$
Emprunts des filiales	975	298	558	1 024	944	4 160	7 959
	975	448	558	1 377	1 483	5 248	10 089
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties							(70)
							10 019
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	6	5	6	6	410	434
							10 453 \$

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. Les actifs en exploitation compris dans nos portefeuilles en Nouvelle-Angleterre et à New York représentent 715 millions \$ sur le solde de 975 millions \$ des remboursements effectués en 2017, le reste représentant l'amortissement dans le cours normal des activités.

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 (%)	
	31 mars 2017	31 déc. 2016	31 mars 2017	31 déc. 2016
Emprunts de la société	7,1	7,4	4,5	4,5
Facilités de crédit	4,3	4,5	2,0	1,9
Emprunts des filiales	8,7	9,0	6,4	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 pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS)	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	300 \$	225 \$
Activités de financement	(178)	2 425
Activités d'investissement	(14)	(2 472)
Profit de change sur la trésorerie	5	19
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	113 \$	197 \$

Au 31 mars 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 336 millions \$, ce qui représente une hausse de 113 millions \$ depuis le 31 décembre 2016.

Activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation s'étaient établis à 300 millions \$, ce qui constituait une augmentation de 75 millions \$ sur 12 mois attribuable principalement à la variation des soldes du fonds de roulement.

Activités de financement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont élevés à 178 millions \$. Le montant de 147 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – emprunts était lié aux prélèvements effectués sur nos facilités de crédit et aux mesures de financement des filiales. Le montant de 255 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – remboursements avait trait au remboursement des facilités de crédit et aux mesures de financement des filiales. 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 trimestre clos le 31 mars 2017, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP se sont élevées à 144 millions \$ (126 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 110 millions \$ (22 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 trimestre clos le 31 mars 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 14 millions \$. Nos investissements dans le développement et la construction d'actifs de production d'électricité ont atteint 49 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 18 millions \$. Notre placement dans des titres disponibles à la vente s'est établi à 12 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 \$. La variation de la trésorerie soumise à restrictions s'est établie à 85 millions \$.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation étaient comme suit :

	31 mars 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	-	23 352 208
Régime de réinvestissement des distributions	98 197	298 946
Solde à la fin de la période / de l'exercice	166 937 521	166 839 324
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ¹⁾	296 596 144	296 497 947

¹⁾ 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 pour les trimestres clos les 31 mars sont comme suit :

(EN MILLIONS)	Déclarés		Versés	
	2017	2016	2017	2016
Actions privilégiées de catégorie A	6 \$	6 \$	6 \$	6 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	6 \$	3 \$	5 \$	1 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	99 \$	15 \$	99 \$	15 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	9 \$	7 \$	8 \$	6 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	62 \$	59 \$	61 \$	58 \$
Parts de société en commandite	79 \$	65 \$	75 \$	62 \$

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)	31 mars 2017	31 déc. 2016
Actifs courants	1 030 \$	907 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	25 152	25 257
Goodwill	934	896
Total de l'actif	27 828	27 737
Dette à long terme et facilités de crédit	10 019	10 182
Passifs d'impôt différé	3 845	3 802
Total du passif	14 955	15 065
Total des capitaux propres	12 873	12 672
Total du passif et des capitaux propres	27 828	27 737

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles à la juste valeur s'élevaient à 25,2 milliards \$ au 31 mars 2017, contre 25,3 milliards \$ au 31 décembre 2016. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2017, le développement et la construction d'actifs de production d'électricité ont totalisé 67 millions \$. La juste valeur du portefeuille d'actifs éoliens d'une puissance de 137 MW cédé au cours du trimestre s'élevait à 338 millions \$. L'augmentation de 370 millions \$ des immobilisations corporelles à la juste valeur, principalement les actifs en Colombie, au Brésil et au Canada, est attribuable à la dépréciation du dollar américain. Nous avons également comptabilisé une charge d'amortissement de 200 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 Brookfield Infrastructure Fund II et Brookfield Infrastructure Fund III, 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 du trimestre, 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 trimestre, Brookfield Asset Management a déposé des fonds d'un montant de 140 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield. Le dépôt a été rendu à Brookfield Asset Management avant la fin du trimestre considéré. Les charges d'intérêts, sur les prélèvements effectués sur la facilité de crédit et le dépôt ont totalisé 1 million \$ pour le trimestre clos le 31 mars 2017.

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. À la fin du trimestre, un montant de 8 millions \$ a été comptabilisé dans le cadre de la récente mise en service d'une centrale hydroélectrique au Brésil d'une puissance de 25 MW.

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

(EN MILLIONS)	2017	2016
Produits		
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	150 \$	182 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	1	2
	151 \$	184 \$
Coûts d'exploitation directs		
Achats d'énergie	(3) \$	(1) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(5)
Services d'assurance	(8)	(7)
	(17) \$	(13) \$
Coûts de service de gestion	(16) \$	(15) \$

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 8 millions \$ ont été comptabilisées au cours du trimestre clos le 31 mars 2017 (6 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 31 mars 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.

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 31 mars :

					Variation des résultats		
PRODUCTION (GWh)	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
Production hydroélectrique							
Amérique du Nord							
États-Unis	2 325	2 429	2 299	2 198	26	231	(104)
Canada	1 487	1 711	1 214	1 217	273	494	(224)
	3 812	4 140	3 513	3 415	299	725	(328)
Colombie	826	255	846	354	(20)	(99)	571
Brésil	871	845	950	981	(79)	(136)	26
	5 509	5 240	5 309	4 750	200	490	269
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	87	102	128	128	(41)	(26)	(15)
Canada	311	301	324	324	(13)	(23)	10
	398	403	452	452	(54)	(49)	(5)
Europe	172	186	169	178	3	8	(14)
Brésil	58	47	33	34	25	13	11
	628	636	654	664	(26)	(28)	(8)
Divers	24	20	29	55	(5)	(35)	4
Total	6 161	5 896	5 992	5 469	169	427	265

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés au prorata et présente un rapprochement avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les trimestres clos les 31 mars :

	Quote-part d'Énergie Brookfield						Divers	Siège social	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	2017	2016
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								
(EN MILLIONS \$)	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	255	47	51	39	15	4	5	-	416	261	677	674
Autres produits	-	1	3	-	-	-	-	-	4	4	8	22
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1	2
Coûts d'exploitation directs	(61)	(24)	(13)	(8)	(4)	(1)	(5)	(6)	(122)	(111)	(233)	(243)
BAIIA ajusté ¹	194	24	42	31	11	3	-	(6)	299	154	453	455
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(16)	(16)	-	(16)	(15)
Charge d'intérêts – emprunts	(45)	(12)	(6)	(10)	(4)	(1)	-	(21)	(99)	(64)	(163)	(127)
Impôt exigible	(1)	(2)	(3)	-	-	-	-	-	(6)	(10)	(16)	(7)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	(6)	(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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(80)	(80)	(110)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	(6)	(6)
Fonds provenant des activités ¹	148	10	33	21	7	2	-	(55)	166	-	166	187
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²											(17)	(16)
Fonds provenant des activités ajustés ¹											149	171
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²											17	16
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle											86	116
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées											6	3
Amortissements											(200)	(179)
Perte latente sur les instruments financiers											(20)	-
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence											(4)	(1)
Charge d'impôt différé											(5)	(35)
Divers											(2)	(12)
Résultat net											27	79
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie											229	197
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées											(5)	(6)
Variation nette des soldes du fonds de roulement											49	(45)
Trésorerie liée aux activités d'exploitation											300	225

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.

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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 mars 2017			31 déc. 2016		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)		Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	
Emprunts de la société mère	4,5	7,1	1 576 \$	4,5	7,4	1 562 \$
Facilités de crédit	2,0	4,3	554	1,9	4,5	673
Emprunts des filiales						
Amérique du Nord	5,6	9,4	3 676	5,6	9,6	3 670
Colombie	9,0	6,6	486	9,8	6,9	468
Europe	4,0	10,9	184	3,7	11,1	253
Brésil	10,0	11,7	269	10,1	11,7	263
	6,2	9,3	4 615	6,2	9,6	4 654
Total de la dette			6 745			6 889 \$
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties ¹⁾			(39)			(45)
Quote-part d'Énergie Brookfield			6 706			6 844
Participations ne donnant pas le contrôle			3 313			3 338
Selon les états financiers en IFRS			10 019 \$			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 31 mars 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	- \$	150	-	353	539	1 088	2 130 \$
Emprunts des filiales	705	160	227	514	303	2 706	4 615
	705	310	227	867	842	3 794	6 745
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties							(39)
							6 706
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	3	3	3	3	221	234
							6 940 \$

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)	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Production totale (GWh) – MLT	10 539	10 608	9 345	10 951	9 044	6 369	5 459	7 199
Production totale (GWh) – réelle	10 484	8 728	7 522	8 792	9 029	6 117	4 992	6 400
Production au prorata (GWh) – MLT	5 992	5 887	5 206	6 336	5 469	4 759	4 104	5 479
Production au prorata (GWh) – réelle	6 161	4 734	4 395	5 197	5 896	4 553	3 715	4 834
Produit	677 \$	571 \$	580 \$	627 \$	674 \$	392 \$	337 \$	458 \$
BAIIA ajusté ¹	453	323	332	377	455	258	242	339
Fonds provenant des activités ¹	166	54	73	105	187	88	80	146
Résultat net	27	(1)	(19)	(19)	79	(10)	27	35
Fonds provenant des activités par part de société en commandite	0,55	0,18	0,24	0,37	0,68	0,32	0,28	0,53
Distribution par part de société en commandite	0,468	0,445	0,445	0,445	0,445	0,415	0,415	0,415

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « 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 ». 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 d'officialiser le plan de transition 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 et de relever de nouvelles occasions. 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, 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.

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 préliminaire. 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. 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 trimestre clos le 31 mars 2017 n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence sur notre contrôle interne sur l'information financière.

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 (les « parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables ») et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les 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 61 %, 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 39 % 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. Se reporter à la « PARTIE 5 – Informations proportionnelles ». Le poste Divers comprend la production des centrales de cogénération en Amérique du Nord et des installations à la biomasse au Brésil. La production présentée comprend la totalité de la production découlant des actifs que nous gérons.

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.

Les conventions de vote 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. 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.

Notre placement dans Isagen a donné lieu à une modification de notre présentation de certaines informations sectorielles. En effet, après l'acquisition d'Isagen, les informations relatives à Isagen et au Brésil sont présentées de façon distincte au principal décideur opérationnel. Par conséquent, nous avons ajouté le secteur « Colombie », qui comprend Isagen, et le secteur « Brésil », qui traite de nos activités dans ce pays. Le secteur Colombie regroupe également les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant.

Nous avons ajusté les régions géographiques des secteurs hydroélectricité et énergie éolienne. Étant donné que les secteurs Canada et États-Unis représentent une proportion plus faible de notre portefeuille mondial, nous les avons regroupés sous un seul secteur Amérique du Nord afin de refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de l'entreprise, gère les activités et affecte les ressources.

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 et de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada (« REALPAC ») et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. 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 et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. 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.

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 comparer des entreprises en fonction de leur capacité à dégager des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

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 et 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

Les fonds provenant des activités représentent une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour comparer le bénéfice d'exploitation net avant l'incidence de certains éléments variables, principalement des éléments hors trésorerie qui n'ont en général aucune incidence financière ou des éléments qui ne sont pas directement liés au rendement de l'entreprise, et les flux de trésorerie résiduels conservés pour financer les distributions et les initiatives de croissance.

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 utilise également cette mesure afin d'évaluer le ratio des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation par rapport au montant des distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite.

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 de société en commandite 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 comparer le rendement d'une entité et les coûts des actifs sous-jacents sur de longues périodes de détention.

Énergie Brookfield définit les fonds provenant des activités ajustés 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.

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, 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 de société en commandite 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 ainsi que de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. Nous croyons que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés et les fonds provenant des activités par part de société en commandite constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer le rendement financier et les flux de trésorerie anticipés 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 et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Nous présentons également à la note 14, « 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 31 MARS

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	Notes	2017	2016
Produits	16	677 \$	674 \$
Autres produits		8	22
Coûts d'exploitation directs		(233)	(243)
Coûts de service de gestion	16	(16)	(15)
Charge d'intérêts – emprunts	7	(163)	(127)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		(3)	1
Perte latente sur les instruments financiers	3	(20)	-
Amortissement	6	(200)	(179)
Divers	2	(2)	(12)
Charge d'impôt			
Exigible		(16)	(7)
Différé		(5)	(35)
		(21)	(42)
Résultat net		27 \$	79 \$
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	(1) \$	27 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	7	20
Actions privilégiées	8	6	6
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	6	3
Capitaux propres des commanditaires	10	9	23
		27 \$	79 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite		0,05 \$	0,16 \$

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

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

NON AUDITÉ
TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS
(EN MILLIONS)

	Notes	2017	2016
Résultat net		27 \$	79 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net			
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies		1	(3)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus		-	7
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		1	4
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	13	(42)
Profit latent sur les titres disponibles à la vente	3	3	12
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	3	1	(12)
Écart de conversion		251	808
Perte latente sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	3	(8)	(80)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus		(1)	10
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		259	696
Autres éléments du résultat global		260	700
Résultat global		287 \$	779 \$
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	142 \$	403 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	1	3
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	55	155
Actions privilégiées	8	11	42
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	6	3
Capitaux propres des commanditaires	10	72	173
		287 \$	779 \$

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	31 mars 2017	31 déc. 2016
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11	336 \$	223 \$
Liquidités soumises à restrictions	12	161	121
Créances clients et autres actifs courants	13	435	454
Actifs liés à des instruments financiers	3	39	55
Montants à recevoir de parties liées		59	54
		1 030	907
Actifs liés à des instruments financiers	3	166	145
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		205	206
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	6	25 152	25 257
Goodwill		934	896
Actifs d'impôt différé		150	150
Autres actifs non courants	12	191	176
		27 828 \$	27 737 \$
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	14	510 \$	467 \$
Passifs liés à des instruments financiers	3	120	156
Montants à payer à des parties liées		87	76
Tranche courante de la dette à long terme	7	1 016	1 034
		1 733	1 733
Passifs liés à des instruments financiers	3	68	72
Dette à long terme et facilités de crédit	7	9 003	9 148
Passifs d'impôt différé		3 845	3 802
Autres passifs non courants		306	310
		14 955	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	5 627	5 589
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	55	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	2 666	2 680
Actions privilégiées	8	581	576
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	511	324
Capitaux propres des commanditaires	10	3 433	3 448
		12 873	12 672
		27 828 \$	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	Couvertures de flux de trésorerie	Place- ments disponi- bles à la vente	Total des capitaux propres des comman- ditaires	Capitaux propres des comman- ditaires priviliés	Actions priviliées	Partici- pations ne donnant pas le contrôle ayant droit 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 31 MARS													
(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	9	-	-	-	-	-	9	6	6	(1)	-	7	27
Autres éléments du résultat global	-	57	-	1	3	2	63	-	5	143	1	48	260
Parts de société en commandite privilégiées émises (note 9)	-	-	-	-	-	-	-	187	-	-	-	-	187
Apports en capital (note 8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	-	-	38
Remboursement du capital (note 8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(36)	-	-	(36)
Distributions ou dividendes déclarés	(79)	-	-	-	-	-	(79)	(6)	(6)	(99)	(9)	(62)	(261)
Régime de réinvestissement des distributions	3	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
Acquisition des actions d'Isagen (note 8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	-	-	(5)
Divers	4	-	(15)	-	-	-	(11)	-	-	(2)	8	(7)	(12)
Variation au cours de la période	(63)	57	(15)	1	3	2	(15)	187	5	38	-	(14)	201
Solde au 31 mars 2017	(320) \$	(347) \$	4 109 \$	(7) \$	(28) \$	26 \$	3 433 \$	511 \$	581 \$	5 627 \$	55 \$	2 666 \$	12 873 \$
Solde au 31 décembre 2015	(485) \$	(670) \$	4 019 \$	(7) \$	(30) \$	- \$	2 827 \$	128 \$	610 \$	2 587 \$	52 \$	2 559 \$	8 763 \$
Résultat net	23	-	-	-	-	-	23	3	6	27	-	20	79
Autres éléments du résultat global	-	158	3	(1)	(15)	5	150	-	36	376	3	135	700
Échange d'actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	49	(49)	-	-	-	-
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 403	-	-	1 403
Acquisition	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 417	-	-	1 417
Distributions ou dividendes déclarés	(65)	-	-	-	-	-	(65)	(3)	(6)	(15)	(7)	(59)	(155)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Divers	(5)	-	-	-	-	-	(5)	-	(2)	1	6	(2)	(2)
Variation au cours de la période	(45)	158	3	(1)	(15)	5	105	49	(15)	3 209	2	94	3 444
Solde au 31 mars 2016	(530) \$	(512) \$	4 022 \$	(8) \$	(45) \$	5 \$	2 932 \$	177 \$	595 \$	5 796 \$	54 \$	2 653 \$	12 207 \$

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			
TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS			
(EN MILLIONS)			
	Notes	2017	2016
Activités d'exploitation			
Résultat net		27 \$	79 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :			
Amortissement des immobilisations corporelles	6	200	179
Perte latente sur les instruments financiers	3	20	-
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		3	(1)
Charge d'impôt différé	5	5	35
Autres éléments sans effet de trésorerie		1	(16)
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		(5)	(6)
Variation nette des soldes du fonds de roulement		49	(45)
		300	225
Activités de financement			
Dette à long terme – emprunts	7	147	1 278
Dette à long terme – remboursements	7	(255)	(108)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	38	1 403
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 auprès de participations ne donnant pas le contrôle	8	(5)	-
Émission de parts de société en commandite privilégiées	9	187	-
Distributions versées :			
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	(99)	(15)
Aux porteurs d'actions privilégiées		(6)	(6)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	9	(5)	(1)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP	8, 10	(144)	(126)
		(178)	2 425
Activités d'investissement			
Acquisitions		-	(2 019)
Trésorerie et équivalents de trésorerie dans l'entité acquise		-	117
Investissement dans les éléments suivants :			
Dépenses d'investissement de maintien	6	(18)	(13)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	6	(49)	(45)
Produit de la cession d'actifs	2	150	-
Placements dans des titres	3	(12)	(17)
Liquidités soumises à restrictions et autres		(85)	(495)
		(14)	(2 472)
Profit de change sur la trésorerie		5	19
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Augmentation		113	197
Solde au début de la période		223	63
Solde à la fin de la période		336 \$	260 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :			
Intérêts payés		117 \$	77 \$
Intérêts reçus		8 \$	9 \$
Impôts sur le résultat payés		16 \$	16 \$

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	49
2. Cession d'actifs	53
3. Gestion des risques et instruments financiers	53
4. Informations sectorielles	56

RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION

5. Impôts sur le résultat	61
---------------------------	----

SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

6. Immobilisations corporelles à la juste valeur	61
7. Dette à long terme et facilités de crédit	62
8. Participations ne donnant pas le contrôle	63
9. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	66
10. Capitaux propres des commanditaires	67
11. Trésorerie et équivalents de trésorerie	67
12. Liquidités soumises à restrictions	68
13. Créances clients et autres actifs courants	68
14. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	68
15. Engagements, éventualités et garanties	68

DIVERS

16. Transactions entre parties liées	70
17. Filiales faisant appel public à l'épargne	71

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 3 mai 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 d'officialiser le plan de transition 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 et de relever de nouvelles occasions. 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 préliminaire. 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. 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)	31 mars 2017				31 déc.
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	2016
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	336 \$	- \$	- \$	336 \$	223 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	299	-	-	299	250
Actifs liés à des instruments financiers ²					
Contrats d'énergie dérivés	-	10	-	10	8
Swaps de taux d'intérêt	-	7	-	7	7
Swaps de change	-	37	-	37	49
Placements disponibles à la vente	151	-	-	151	136
Immobilisations corporelles	-	-	25 152	25 152	25 257
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers ²					
Contrats d'énergie dérivés	-	(4)	-	(4)	(5)
Swaps de taux d'intérêt	-	(173)	-	(173)	(178)
Swaps de change	-	(11)	-	(11)	(45)
Contrepartie éventuelle ³	-	-	(16)	(16)	(16)
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Dettes à long terme et facilités de crédit ²	-	(10 729)	-	(10 729)	(10 870)
Total	786 \$	(10 863) \$	25 136 \$	15 059 \$	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.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours du trimestre clos le 31 mars 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)	31 mars 2017			31 déc. 2016	
	Actif	Passif	(Actif) passif net	(Actif) passif net	
Contrats d'énergie dérivés	10 \$	4 \$	(6) \$	(3) \$	
Swaps de taux d'intérêt	7	173	166	171	
Swaps de change	37	11	(26)	(4)	
Titres disponibles à la vente	151	-	(151)	(136)	
Total	205	188	(17)	28	
Moins : tranche courante	39	120	81	101	
Tranche non courante	166 \$	68 \$	(98) \$	(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 :

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS		
(EN MILLIONS)	2017	2016
Contrats d'énergie dérivés	(2) \$	4 \$
Swaps de taux d'intérêt	(9)	(2)
Swaps de change – flux de trésorerie	(9)	(2)
	(20) \$	- \$

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

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS		
(EN MILLIONS)	2017	2016
Contrats d'énergie dérivés	13 \$	22 \$
Swaps de taux d'intérêt	-	(70)
Swaps de change – flux de trésorerie	-	6
	13	(42)
Swaps de change – investissement net	(8)	(80)
Titres disponibles à la vente	3	12
	8 \$	(110) \$

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

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS		
(EN MILLIONS)	2017	2016
Contrats d'énergie dérivés	(9) \$	(13) \$
Swaps de taux d'intérêt	10	-
Swaps de change – flux de trésorerie	-	1
	1 \$	(12) \$

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 transactions entre les secteurs à présenter sont comptabilisées à la juste valeur.

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 31 mars 2017 :									
Produits ²	313 \$	198 \$	66 \$	48 \$	37 \$	9 \$	6 \$	- \$	677 \$
BAIIA ajusté	236	102	51	37	26	8	(1)	(6)	453
Charge d'intérêts – emprunts	(60)	(48)	(10)	(13)	(6)	(4)	(1)	(21)	(163)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(26)	(34)	(4)	(3)	(13)	(2)	2	(6)	(86)
Fonds provenant des activités	148	10	33	21	7	2	-	(55)	166
Amortissement des immobilisations corporelles	(71)	(32)	(40)	(26)	(22)	(4)	(5)	-	(200)
Pour le trimestre clos le 31 mars 2016 :									
Produits ²	334 \$	193 \$	48 \$	51 \$	42 \$	5 \$	1 \$	- \$	674 \$
BAIIA ajusté	271	92	35	39	29	5	(10)	(6)	455
Charge d'intérêts – emprunts	(53)	(24)	(7)	(14)	(7)	(3)	-	(19)	(127)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(33)	(57)	(5)	(6)	(14)	(1)	6	(6)	(116)
Fonds provenant des activités	181	10	21	19	8	1	(4)	(49)	187
Amortissement des immobilisations corporelles	(76)	(22)	(30)	(25)	(20)	(3)	(3)	-	(179)

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

²⁾ Les produits d'Amérique du Nord se sont élevés à respectivement 232 millions \$ et 129 millions \$ aux États-Unis et au Canada (249 millions \$ et 136 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 et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, tels qu'ils sont présentés dans les tableaux consolidés intermédiaires des flux de trésorerie, pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Notes	2017	2016
Résultat net		27 \$	79 \$
Coûts de service de gestion	16	16	15
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		4	1
Perte latente sur les instruments financiers	3	20	-
Amortissement des immobilisations corporelles	6	200	179
Divers		2	12
Charge d'impôt			
Exigible		16	7
Différé		5	35
Charge d'intérêts – emprunts		163	127
BAIIA ajusté		453 \$	455 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		300 \$	225 \$
Variation nette des soldes du fonds de roulement		(49)	45
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		5	6
Autres charges		1	28
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		1	2
Distributions aux commanditaires privilégiés	9	(6)	(3)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		(86)	(116)
Fonds provenant des activités		166 \$	187 \$

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 31 mars 2017 :									
Immobilisations corporelles à la juste valeur ²	14 053 \$	5 464 \$	2 286 \$	1 708 \$	920 \$	340 \$	381 \$	- \$	25 152 \$
Total de l'actif	14 666	6 796	2 560	1 796	1 035	374	411	190	27 828
Total des emprunts	4 018	1 988	269	1 003	455	120	42	2 124	10 019
Total du passif	6 600	3 468	475	1 282	632	123	49	2 326	14 955
Pour le trimestre clos le 31 mars 2017 :									
Nouvelles immobilisations corporelles	21	2	30	-	11	-	3	-	67
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 9 968 millions \$ et 5 793 millions \$ aux États-Unis et au Canada (10 013 millions \$ et 5 771 millions \$ en 2016).

5. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à 43,75 % (35 % 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	53	11	3	67
Cessions ³	-	(338)	-	(338)
Transferts et divers	(4)	-	-	(4)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global				
Écarts de conversion	328	34	8	370
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net				
Amortissements	(143)	(52)	(5)	(200)
Au 31 mars 2017	21 803 \$	2 968 \$	381 \$	25 152 \$

¹⁾ Comprend les immobilisations de biomasse et de cogénération.

²⁾ Comprend des immobilisations incorporelles de 15 millions \$ (14 millions \$ en 2016) et les immobilisations en cours de 575 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 ».

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)	31 mars 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	1,6	150 \$	5,3	1,8	149 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	19,6	113	5,8	19,9	111
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	3,5	338	5,1	3,8	334
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	4,9	300	4,8	5,1	298
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	8,2	300	3,8	8,4	298
Série 10 (500 \$ CA)	3,6	9,8	375	3,6	10,0	372
	4,5	7,1	1 576 \$	4,5	7,4	1 562 \$
Facilités de crédit	2,0	4,3	554 \$	1,9	4,5	673 \$
Emprunts des filiales						
Amérique du Nord	5,3	9,0	5 064	5,3	9,3	5 025
Colombie	9,0	6,6	1 997	9,3	6,9	1 937
Europe	4,0	10,9	465	3,7	11,1	641
Brésil	10,1	11,7	433	10,4	11,8	422
	6,4	8,7	7 959 \$	6,4	9,0	8 025 \$
Total de la dette			10 089			10 260
Ajouter : primes non amorties ¹			2			2
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(72)			(80)
Déduire : tranche courante			(1 016)			(1 034)
			9 003 \$			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, 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 associé à une centrale hydroélectrique de 417 MW en Pennsylvanie en contractant un emprunt bancaire de 60 millions \$. Le prêt porte intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 3,75 %, et vient à échéance en mars 2022.

Facilités de crédit

Les facilités de crédit générales d'Énergie Brookfield d'un montant de 1 690 \$ viennent à échéance le 30 juin 2021 et sont assorties d'une marge de 1,20 %. Elles 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 trimestre, 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.

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

(EN MILLIONS)	31 mars 2017	31 déc. 2016
Facilités de crédit autorisées	2 090 \$	1 890 \$
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit	(554)	(673)
Lettres de crédit émises	(237)	(250)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 299 \$	967 \$

8. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

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

(EN MILLIONS)	31 mars 2017	31 déc. 2016
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	5 627 \$	5 589 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	55	55
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 666	2 680
Actions privilégiées	581	576
	8 929 \$	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	(10)	(6)	7	5	-	2	-	1	(1)
Autres éléments du résultat global	6	22	35	-	1	79	-	-	143
Apports en capital	-	10	9	-	-	19	-	-	38
Remboursement du capital	-	(36)	-	-	-	-	-	-	(36)
Distributions	(2)	(93)	(4)	-	-	-	-	-	(99)
Acquisition des actions d'Isagen	-	-	-	-	-	-	(5)	-	(5)
Divers	-	1	(1)	-	-	(2)	-	-	(2)
Au 31 mars 2017	957 \$	1 552 \$	1 131 \$	132 \$	27 \$	1 773 \$	9 \$	46 \$	5 627 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	23-71 %	25 %	24-30 %	53 %	0,2 %	21-50 %	

Au cours du trimestre clos le 31 mars 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 31 mars 2017 demeure une participation ne donnant pas le contrôle. La privatisation du portefeuille d'Isagen ayant été réalisée, 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 31 mars 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 clos les 31 mars :

(EN MILLIONS)	2017	2016
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	1 \$	1 \$
Distributions incitatives	8	6
	9 \$	7 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net		
dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	62 \$	59 \$
	71 \$	66 \$

Actions privilégiées

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les trimestres clos les 31 mars		31 mars 2017	31 déc. 2016
				2017	2016		
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	30 avril 2020	1 \$	1 \$	102 \$	101 \$
Série 2 (113 \$ CA) ¹	4,51	3,09	30 avril 2020	1	1	84	84
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	31 juillet 2019	2	2	187	185
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	30 avril 2018	1	1	77	76
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	31 juillet 2018	1	1	131	130
	31,03			6 \$	6 \$	581 \$	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 31 mars 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} février 2017 au 30 avril 2017 a été versé au taux annuel de 3,093 % (0,188545 \$ CA par action) le 30 avril 2017.

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 trimestres clos les 31 mars		31 mars 2017	31 déc. 2016
				2017	2016		
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	30 avril 2018	1 \$	1 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	31 janvier 2021	2	2	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	31 juillet 2021	2	-	147	147
Série 11 (250 \$ CA)	10,00	5,00	30 avril 2022	1	-	187	-
	27,89			6 \$	3 \$	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 31 mars 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 31 mars 2017, un total de 166 937 521 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 clos le 31 mars 2017, 98 197 parts de société en commandite (56 547 en 2016) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions.

Au 31 mars 2017, la participation directe et indirecte de Brookfield, 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.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait, au 31 mars 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.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS)	2017	2016
Brookfield	24 \$	18 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	55	47
	79 \$	65 \$

En février 2017, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 1,87 \$ par part sur une base annualisée, soit une hausse de neuf cents par part, 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)	31 mars 2017	31 déc. 2016
Trésorerie	283 \$	210 \$
Dépôts à court terme	53	13
	336 \$	223 \$

12. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

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

(EN MILLIONS)	31 mars 2017	31 déc. 2016
Activités	156 \$	135 \$
Obligations liées au crédit	142	104
Projets de développement	1	11
Total	299	250
Moins : non courante	(138)	(129)
Courante	161 \$	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)	31 mars 2017	31 déc. 2016
Créances clients	234 \$	262 \$
Autres créances à court terme	106	103
Charges payées d'avance et créances diverses	95	89
	435 \$	454 \$

14. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

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

(EN MILLIONS)	31 mars 2017	31 déc. 2016
Autres créditeurs liés aux activités d'exploitation	142 \$	147 \$
Dettes fournisseurs	101	87
Intérêts à payer sur des emprunts de la société et des filiales	107	68
Contrepartie différée	57	55
Provisions liées aux acquisitions	56	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	26	24
Divers	21	32
	510 \$	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.

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 sont renouvelables et peuvent 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 €. La transaction est assujettie à certaines conditions, dont le consentement des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture d'usage. Énergie Brookfield conservera une participation économique d'environ 29 % dans le portefeuille.

En février 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a conclu une entente en vue d'acquérir une installation éolienne prête à construire d'une puissance de 16 MW 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 chapeautée 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 aux deux projets hydroélectriques au Brésil d'une puissance totale de 47 MW et à trois projets éoliens d'une puissance combinée de 62 MW en Europe devrait s'élever à 145 millions \$. Un projet hydroélectrique d'une puissance de 28 MW et les deux projets éoliens devraient être pleinement en exploitation en 2017. Le projet hydroélectrique d'une puissance de 19 MW devrait être pleinement en exploitation en 2018.

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 31 mars 2017, les lettres de crédit émises par Énergie Brookfield et ses investisseurs institutionnels s'élevaient à 62 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 31 mars 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 456 millions \$ et 17 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 trimestre. Les fonds ont été rendus à Brookfield Asset Management avant la fin du trimestre considéré. La charge d'intérêts sur les prélèvements effectués sur la facilité de crédit et sur les fonds déposés pour le trimestre clos le 31 mars 2017 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. À la fin du trimestre, un montant de 8 millions \$ a été comptabilisé du fait de la récente mise en service d'une centrale hydroélectrique de 25 MW au Brésil.

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

(EN MILLIONS)	2017	2016
Produits		
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	150 \$	182 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	1	2
	151 \$	184 \$
Coûts d'exploitation directs		
Achats d'énergie	(3) \$	(1) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(5)
Services d'assurance	(8)	(7)
	(17) \$	(13) \$
Coûts de service de gestion	(16) \$	(15) \$

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 31 mars 2017 :							
Actifs courants	30 \$	- \$	1 600 \$	146 \$	2 401 \$	(3 147) \$	1 030 \$
Actifs non courants	3 958	626	-	18 781	27 076	(23 643)	26 798
Passifs courants	39	9	24	3 171	1 637	(3 147)	1 733
Passifs non courants	-	-	1 571	555	12 608	(1 512)	13 222
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	5 627	-	5 627
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 666	-	-	2 666
Actions privilégiées	-	581	-	-	-	-	581
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 31 mars 2017 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	677 \$	- \$	677 \$
Résultat net	15	-	-	35	101	(124)	27
Pour le trimestre clos le 31 mars 2016 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	674 \$	- \$	674 \$
Résultat net	23	-	1	76	164	(185)	79

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.

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