

RAPPORT DE GESTION

Brookfield Renewable

Partners L.P.

POUR LES TRIMESTRES ET LES SEMESTRES CLOS LES 30 JUIN 2017 ET 2016

Brookfield

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 a été préparé en date du 4 août 2017. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées. La société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres qu'Énergie Brookfield, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (« parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables »), et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite sont désignés collectivement les « porteurs de parts » ou par l'expression « par part ». Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

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

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

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

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

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants du deuxième trimestre de 2017

PARTIE 2 – Revue du rendement financier

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

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

Profil des contrats

PARTIE 3 – Situation de trésorerie et sources de financement

Structure du capital, liquidités disponibles et emprunts à long terme

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

Actions et parts en circulation

Dividendes et distributions

Obligations contractuelles

Accords hors état de la situation financière

PARTIE 4 – Informations financières supplémentaires

Immobilisations corporelles

Transactions entre parties liées

Capitaux propres

PARTIE 5 – Informations proportionnelles

3	Production et revue financière par secteur	30
	Dettes à long terme et facilités de crédit	36

PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles

5	Sommaire des résultats trimestriels historiques	37
---	---	----

PARTIE 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes

12		38
19	Événements postérieurs à la date de clôture	40

PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement

		42
--	--	----

PARTIE 9 – Mise en garde

		46
--	--	----

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

Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport de gestion, 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 de gestion, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Le présent rapport de gestion, 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.

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

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

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

²⁾ Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité s'est établi à respectivement 299,2 millions et 299,2 millions (280,8 millions et 278,2 millions en 2016).

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

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

Résultats d'exploitation

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

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

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

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

Croissance et développement

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

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

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

Opérations sur capitaux propres

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

Facilités de crédit et emprunts des filiales

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

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

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

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le principal décideur opérationnel d'Énergie Brookfield pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités.

HYDROÉLECTRICITÉ

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

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

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

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

Amérique du Nord

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

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

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

Colombie

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

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

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

Brésil

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

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

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

ÉNERGIE ÉOLIENNE

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

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

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

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

Amérique du Nord

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

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

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

Europe

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

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

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

Brésil

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

RÉSULTATS SECTORIELS

HYDROÉLECTRICITÉ

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

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

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

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

Amérique du Nord

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

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

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

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

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

Colombie

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

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

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

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

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

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

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

Brésil

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

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

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

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

ÉNERGIE ÉOLIENNE

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

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

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

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

Amérique du Nord

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

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

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

Europe

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

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

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

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

Brésil

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

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

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

PROFIL DES CONTRATS

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

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

Le tableau suivant présente les contrats que nous avons conclus pour les cinq prochains exercices relativement à la production en Amérique du Nord et en Europe, selon une moyenne à long terme et au prorata. Le tableau ne tient pas compte du Brésil et de la Colombie, où nous prévoyons que les contrats d'électricité venant à échéance seront renégociés dans le cours normal des activités étant donné la logique de ces marchés de l'électricité. À l'heure actuelle dans ces pays, le profil des contrats s'élève à respectivement 90 % et 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir.

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

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

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

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

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

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des portefeuilles au Brésil et en Colombie s'établit respectivement à 9 ans et 2 ans (au prorata). Nous continuons de nous concentrer sur l'obtention de contrats à long terme tout en maintenant un certain pourcentage de production non contractuelle de manière à atténuer le risque hydrologique.

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

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

PARTIE 3 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Structure du capital

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis.

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

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

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

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

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

Liquidités disponibles

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

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

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

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

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

Facilités de crédit et emprunts des filiales

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

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

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

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

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

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

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas que la négociation de nos emprunts jusqu'en 2021 à des conditions acceptables soulève de problèmes majeurs et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

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

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

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

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

Activités d'exploitation

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

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

Activités de financement

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

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

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

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

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

Activités d'investissement

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

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

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation étaient comme suit :

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

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

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

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Les dividendes et distributions déclarés et versés sont comme suit :

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

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

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

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

ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

PARTIE 4 – INFORMATIONS FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

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

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

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

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes de conventions d'achat d'électricité à long terme afin de générer des flux de trésorerie sous contrat et de réduire l'exposition d'Énergie Brookfield aux prix de l'électricité sur des marchés déréglementés. Énergie Brookfield bénéficie également d'une convention de nivellement de la production éolienne, conclue avec Brookfield, qui réduit l'exposition aux fluctuations de la production d'énergie éolienne de certaines installations et accroît ainsi la stabilité de ses flux de trésorerie.

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

Énergie Brookfield a également conclu un certain nombre de conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles celle-ci, à titre de membre dirigeant d'entités liées à Brookfield Americas Infrastructure Fund, à Brookfield Infrastructure Fund II et à Brookfield Infrastructure Fund III, dans lesquelles Énergie Brookfield

détient des participations dans des activités de production d'énergie avec des partenaires institutionnels, a convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration de ces entités.

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

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

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

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

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

CAPITAUX PROPRES

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

Brookfield, à titre de détentrice de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,375 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative est alors de 15 % des distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,4225 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative est alors de 25 % des distributions au-dessus de ce seuil. Des distributions incitatives de 7 millions \$ et de 15 millions \$ ont été comptabilisées respectivement au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 (4 millions \$ et 10 millions \$ en 2016).

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

Le 14 février 2017, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 11 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 11 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (190 millions \$). Les porteurs de parts privilégiées de série 11 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2022. Par la suite, le taux de distribution sera fixé de nouveau tous les cinq ans, à un taux équivalant au plus élevé des taux suivants : i) le rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 3,82 %, et ii) 5,00 %.

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

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

Capitaux propres des commanditaires

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

PARTIE 5 – INFORMATIONS PROPORTIONNELLES

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR

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

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

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

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

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

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

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat par part de société en commandite, les mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables, avec les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part, deux mesures financières non conformes aux IFRS, pour les trimestres clos les 30 juin :

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

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

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

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR

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

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

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

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

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

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

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat par part de société en commandite, les mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables, avec les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part, deux mesures financières non conformes aux IFRS, pour les semestres clos les 30 juin :

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

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

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

DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

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

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

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

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

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

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

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

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

PARTIE 7 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

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

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités sont préparés conformément à l'IAS 34, selon laquelle il faut procéder à des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés audités du 31 décembre 2016 n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du Règlement 51-102, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, des taux d'inflation, de l'exercice final, des charges d'exploitation, des coûts en capital, du montant de la charge d'impôt différé, du moment du paiement de celle-ci et du taux d'imposition futur connexe. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation d'actifs, les passifs d'impôt différé, les obligations de démantèlement et les estimations liées aux régimes de retraite à prestations définies et aux autres régimes d'avantages du personnel. Les estimations reposent sur des données historiques, des tendances actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

Dans le cadre de l'établissement d'estimations, la direction s'appuie sur des renseignements externes et des données observables dans la mesure du possible, appuyés par les analyses internes nécessaires. Ces estimations ont été appliquées d'une manière conforme à celles de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement ni aucune incertitude connus qui, selon nous, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change et d'autres facteurs parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque » de notre rapport annuel de 2016. L'interdépendance de ces facteurs nous empêche de quantifier l'ampleur des répercussions globales de ces fluctuations sur les états financiers d'Énergie Brookfield de façon raisonnable. Ces sources d'incertitude relatives aux estimations touchent à divers degrés pratiquement tous les soldes des comptes d'actifs et de passifs. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

i) Instruments financiers

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

des stratégies de gestion des risques et de la présentation comptable. Les autres modifications comprennent le remplacement des divers modèles de dépréciation des actifs financiers préconisés par l'IAS 39 par un modèle unique axé sur les pertes de crédit attendues sur tous les actifs financiers et le remplacement de la structure complexe de classement actuelle par un modèle économique fondé sur l'emploi et la nature des flux de trésorerie.

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

ii) Comptabilisation des produits

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), qui définit un modèle unique pour comptabiliser les produits des activités ordinaires tirés de contrats intervenus avec des clients et qui remplacera la plupart des exigences actuelles des IFRS relativement à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, notamment l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et l'IAS 11, *Contrats de construction*, et les interprétations connexes. Le principe de base de la norme est qu'une entité doit comptabiliser ses produits afin de refléter le transfert des biens et services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. La norme prescrit un modèle en cinq étapes pour appliquer ces principes et fournit des précisions quant à la comptabilisation des coûts marginaux d'obtention d'un contrat et des coûts directement liés à l'exécution d'un contrat, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. L'IFRS 15 s'applique à presque tous les contrats avec des clients, sauf ceux couverts par une autre norme, comme les contrats de location, les instruments financiers et les contrats d'assurance. En avril 2016, l'IASB a apporté des modifications à l'IFRS 15, qui fournissent des lignes directrices supplémentaires relatives à l'identification des obligations de prestation, aux considérations à prendre en compte pour déterminer si une entité agit à titre de mandant ou de mandataire et aux produits tirés de contrats de licence. Les modifications offrent aussi un allègement transitoire supplémentaire à l'adoption initiale de l'IFRS 15 et entrent en vigueur à la même date que l'IFRS 15.

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

iii) Contrats de location

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui exige que le preneur comptabilise la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière selon un modèle unique, faisant disparaître la distinction actuelle entre contrats de location simple et contrats de location-financement. Le traitement comptable appliqué par le bailleur demeure essentiellement le même et la distinction entre contrats de location-financement et contrats de location simple reste inchangée. Selon l'IFRS 16, un preneur comptabilise un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif lié au droit d'utilisation est traité de manière similaire à d'autres actifs non financiers et amorti en conséquence. Des intérêts sont comptabilisés sur le passif. L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements locatifs sur la durée de location, selon le taux d'intérêt implicite du contrat de location. Les preneurs peuvent faire un choix de méthode comptable, par catégorie d'actif sous-jacent, et recourir à une méthode semblable à la comptabilisation des contrats de location simple en vertu de l'IAS 17 et ainsi s'abstenir de comptabiliser des actifs et des passifs à l'égard de contrats de location de 12 mois ou moins et, contrat par contrat, à l'égard des contrats pour lesquels l'actif sous-jacent a une faible valeur. L'IFRS 16 annule et remplace l'IAS 17, *Contrats de location*, et les interprétations connexes. Un preneur pourra appliquer l'IFRS 16 à ses contrats de location soit de façon rétrospective à chaque période antérieure pour laquelle il présente de l'information financière, soit de façon rétrospective en comptabilisant l'effet cumulatif de l'application initiale de l'IFRS 16 à la date de première application. L'IFRS 16 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. L'application anticipée est permise. La direction continue d'évaluer l'incidence rétrospective de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés, mais elle ne s'attend pas à ce qu'elle soit significative.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

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

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

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

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

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

PARTIE 8 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

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

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

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

Production réelle et production moyenne à long terme

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

Nous comparons la production réelle à la production moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence d'un facteur important qui influe sur la variabilité de nos résultats d'activité. À court terme, nous sommes conscients que les conditions hydrologiques et le régime des vents varient d'une période à l'autre, mais, au fil du temps, nous nous attendons à ce que nos installations continuent de produire conformément à leurs moyennes à long terme, lesquelles se sont avérées des indicateurs de rendement fiables.

Le risque d'une chute de la production au Brésil continue d'être réduit au minimum grâce à notre participation à un programme d'équilibrage hydrologique administré par le gouvernement brésilien. Ce programme atténue le risque hydrologique en garantissant à tous les participants qu'ils recevront, à un certain moment, une quantité d'énergie assurée, quel que soit le volume d'énergie réel produit. Le programme répartit le total de l'énergie générée en transférant les surplus des installations ayant généré un excédent à celles qui génèrent moins que leur énergie assurée. De temps à autre, un faible taux de

précipitations dans le réseau du pays pourrait entraîner une diminution temporaire de la production disponible à la vente. Quand une telle situation se produit, nous nous attendons à ce qu'une proportion plus élevée de production thermique soit nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande au pays, ce qui pourrait faire augmenter les prix du marché au comptant dans leur ensemble.

Conventions de vote avec des sociétés affiliées

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Europe. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités.

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

MESURE DU RENDEMENT

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

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

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés sont des mesures qui n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS; il est donc peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés et en tant qu'outils d'analyse, elles comportent des limites. En particulier, notre définition des fonds provenant des activités peut être différente de la définition utilisée par d'autres sociétés. Nous fournissons ci-après de l'information supplémentaire sur la façon dont nous calculons le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés. Nous fournissons également le rapprochement avec le résultat net. Se reporter aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier » et « PARTIE 5 – Informations proportionnelles ».

Informations proportionnelles

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

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

Résultat net

Le résultat net est calculé selon les IFRS.

Le résultat net est une mesure importante de rentabilité, notamment parce qu'il a une définition normalisée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, la présentation du résultat net pour notre entreprise donne souvent lieu à la comptabilisation d'une perte ou d'une diminution du résultat sur 12 mois même si les flux de trésorerie sous-jacents générés par les actifs sont appuyés par des marges élevées et des conventions d'achat d'électricité à long terme stables. Cela ressort du fait que selon les règles de comptabilisation, nous devons comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de nos actifs beaucoup plus élevé que nos dépenses d'investissement de maintien.

BAIIA ajusté

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

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

Énergie Brookfield estime que la présentation de cette mesure permettra à l'investisseur de mieux comprendre le rendement de l'entreprise.

Fonds provenant des activités et fonds provenant des activités par part

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

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

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

Fonds provenant des activités ajustés

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

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

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

PARTIE 9 – MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion 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 de gestion comprennent des énoncés concernant la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, la performance financière et le ratio de distribution prévus d'Énergie Brookfield, la future mise en service d'actifs, la nature du portefeuille sous contrat, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions, les occasions de financement et de refinancement, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, les perspectives de croissance future et le profil de distribution d'Énergie Brookfield, ainsi que l'accès aux capitaux d'Énergie Brookfield. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estime », « prévoit », « vise », « a l'intention de », « anticipe », « cible » ou « croit », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que ces informations et énoncés prospectifs sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons donner aucune assurance que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance induite à ces informations et énoncés prospectifs, puisque ces informations et énoncés comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre.

Parmi les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux envisagés ou sous-entendus dans les informations et énoncés prospectifs, on compte notamment ceux qui suivent : le fait de ne pas être soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; la séparation de la participation financière et du contrôle ou la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considéré comme une société de placement en vertu de la loi américaine Investment Company Act of 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, les changements du régime des vents à nos installations d'énergie éolienne ou des conditions d'approvisionnement ou des conditions météorologiques en général à notre centrale de cogénération alimentée à la biomasse; l'incapacité des contreparties à s'acquitter de leurs obligations contractuelles; l'augmentation des droits d'usage de l'eau (ou droits semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; la volatilité de l'offre et de la demande du marché de l'énergie; la croissance du volume de production qui n'est pas visée par contrat dans notre portefeuille; les risques généraux liés à l'industrie qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la réglementation accrue à laquelle nos activités sont assujetties; l'incapacité de renouveler les contrats, les concessions et les permis à l'échéance ou l'incapacité de les remplacer par des contrats, des concessions et des permis comportant des modalités semblables; l'augmentation du coût d'exploitation de nos installations; le risque que nous ne puissions pas respecter les conditions de nos permis gouvernementaux ou soyons dans l'impossibilité de les maintenir; le risque de pannes de matériel; la survenance de ruptures de barrage et le coût de réparation de ces ruptures; l'exposition aux cas fortuits; le risque de subir des pertes non assurables; les fluctuations défavorables des taux de change; la

disponibilité et l'accès à des installations d'interconnexion et à des réseaux de transport; des risques en matière de santé, de sûreté et de sécurité au travail et sur le plan de l'environnement; la possibilité de conflits, d'enquêtes gouvernementales ou d'organismes de réglementation et de litiges; l'incidence des collectivités locales sur nos activités; la fraude, la subornation, la corruption, d'autres actes illégaux ou de procédés ou de systèmes internes inadéquats ou défaillants; notre dépendance aux systèmes d'exploitation informatisés; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; la possibilité que des technologies récemment mises au point et dans lesquelles nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique dans l'avenir; notre incapacité de financer nos activités en raison du statut des marchés financiers; notre incapacité à gérer efficacement notre exposition au risque de change; les restrictions financières et d'exploitation par suite d'engagements dans nos ententes de prêt, d'emprunt et de sûreté; des variations de nos notations de crédit; tout changement apporté à la réglementation gouvernementale prévoyant des mesures incitatives pour l'énergie renouvelable; notre incapacité de trouver des occasions de placement suffisantes et de conclure des transactions; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages attendus de nos transactions; notre incapacité de développer des emplacements existants et de trouver de nouveaux emplacements se prêtant à l'aménagement de nouveaux projets d'électricité; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction, au développement et à l'exploitation de nos installations de production; les arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coparticipants; la décision de Brookfield Asset Management de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield Asset Management; notre manque de contrôle sur toutes nos activités; notre capacité à émettre des titres de participation ou de créance tributaires des marchés financiers pour des acquisitions et des projets de développement futurs; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; notre relation avec Brookfield Asset Management et notre dépendance à son égard, et l'influence notable que Brookfield Asset Management exerce sur nous; et les risques liés aux modifications apportées à la manière dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations dans la société en commandite.

Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs importants qui précède pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport de gestion, 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 de gestion comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités, aux fonds provenant des activités ajustés et aux fonds provenant des activités par part qui ne sont pas des principes comptables généralement reconnus selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celles utilisées par d'autres entités. Plus particulièrement, notre définition des fonds provenant des activités et celle des fonds provenant des activités ajustés peuvent être différentes des définitions utilisées par d'autres sociétés. Nous croyons que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés et les fonds provenant des activités par part constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer le rendement d'exploitation et le rendement financier de notre portefeuille d'exploitation. Aucune de ces mesures ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer.

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

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