INNERGEX

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2018

POUR LA PÉRIODE
CLOSE LE
30 JUIN 2018

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés n'ont pas été audités par les auditeurs externes de la Société.

Innergex énergie renouvelable inc. est un chef de file indépendant de l'industrie canadienne de l'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, acquiert, possède et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des centrales géothermiques et exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France, au Chili et en Islande. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débentures convertibles sous les symboles INE.DB.A. et INE.DB.B.

La mission d'Innergex est d'accroître sa production d'énergie renouvelable grâce à des installations de grande qualité, développées et exploitées dans le respect de l'environnement et dans l'équilibre des meilleurs intérêts des communautés hôtes, de ses partenaires et de ses investisseurs.

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 13 août 2018, date à laquelle il a été approuvé par le Conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, ainsi que les données comparables de 2017, ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Tous les montants en dollars sont en milliers de dollars canadiens, à l'exception des montants par action et sauf indication contraire. Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir plus d'information.

Des renseignements supplémentaires concernant Innergex, notamment sa Notice annuelle, sont accessibles par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à l'adresse sedar.com ou sur le site Web de la Société à l'adresse innergex.com. L'information publiée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.

TABLE DES MATIÈRES

Faits saillants	3
Vue d'ensemble	4
Stratégie de la Société	5
Indicateurs de rendement clés	6
Mise à jour au deuxième trimestre	6
Résultats d'exploitation	10
Liquidités et ressources en capital	19
Structure du capital-actions	21
Situation financière	23
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	27
Information sectorielle	29
Renseignements financiers trimestriels	34
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	35
Filiales à moins de 100 %	48
Transactions entre parties liées	49
Mesures non conformes aux IFRS	49
Information prospective	50
Modifications de méthodes comptables	53
Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	56
Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société	56
Événements postérieurs à la clôture	58

FAITS SAILLANTS

- La production s'est établie à 100 % de la production moyenne à long terme (PMLT) pour la période de trois mois close le 30 juin 2018.
- Les produits ont augmenté de 37 % pour s'établir à 149,5 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 15 % pour s'établir à 99,1 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent.
- Le 15 mai 2018, Innergex a acquis la participation restante dans trois centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique.
- Innergex a annoncé qu'elle avait signé une entente exclusive avec Energia Llaima visant un partenariat en coentreprise afin d'acquérir une participation de 50 % dans l'entreprise et qu'elle avait remporté un appel d'offres par l'entremise de ce nouveau partenariat en coentreprise lui permettant d'acquérir le projet hydroélectrique Duqueco au Chili. Le partenariat et l'acquisition ont été conclus le 3 juillet 2018 et le 5 juillet 2018, respectivement.
- Le 12 juin 2018, Innergex a réalisé un placement de débentures convertibles de 150 M$.
- Le 2 juillet 2018, Innergex a acquis un projet d'énergie solaire photovoltaïque de 315 MW_{DC} situé au Texas pour lequel un avis final de démarrage des travaux a été émis la même journée.
- Le 2 août 2018, Innergex a annoncé qu'elle avait conclu une convention définitive visant l'acquisition de la participation de TransCanada dans les cinq parcs éoliens Cartier. La réalisation de la transaction devrait avoir lieu au cours du quatrième trimestre de 2018.

Faits saillants financiers

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
RÉSULTATS D'EXPLOITATION		montants retraités[4]		montants retraités[4]
Production (MWh)	1 823 321	1 322 781	2 959 666	2 045 053
Produits	149 541	109 530	267 422	184 056
BAIIA ajusté[1]	99 127	85 920	178 470	136 861
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex[1 2]	14 125	2 897	17 547	5 147
BAIIA ajusté proportionnel[1]	113 252	88 817	196 017	142 008
Marge du BAIIA ajusté[1]	66,3 %	78,4 %	66,7 %	74,4 %
Bénéfice net	16 786	13 937	2 198	11 441
Bénéfice nette (perte nette) ajusté(e)[1]	1 479	13 537	(5 742)	7 064
ACTIONS ORDINAIRES				
Dividendes déclarés	22 536	17 893	45 031	35 775
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	132 523	108 431	127 586	108 386

	Périodes de 12 mois closes les 30 juin	
	2018	2017
FLUX DE TRÉSORERIE		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	239 622	88 464
Flux de trésorerie disponibles[1 3]	91 519	75 888
Ratio de distribution[1 3]	88 %	93 %

1. Le BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté, le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e), les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
2. Pour plus d'information sur le calcul de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».
3. Pour plus d'information sur le calcul et une explication des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution de la Société, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ».
4. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

	Aux	
	30 juin 2018	31 décembre 2017
SITUATION FINANCIÈRE		montants retraités[1]
Total de l'actif	5 577 408	4 190 456
Passifs non courants	4 289 634	3 487 487
Participations ne donnant pas le contrôle	334 214	14 920
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	711 057	441 205

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

VUE D'ENSEMBLE

La Société est un promoteur, acquéreur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités dans les projets d'énergie hydroélectrique, éolienne, géothermique et solaire qui bénéficient de technologies simples et éprouvées.

Portefeuille d'actifs

En date du présent rapport de gestion, la Société détient des participations dans trois groupes de projets de production d'électricité :

- 68 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre 1978 et mars 2018, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 8,8 années. Elles vendent principalement l'électricité produite en vertu de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats d'électricité de couverture ou des contrats industriels et de détail à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») dont la durée moyenne pondérée restante est de 16,6 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);

- cinq projets dont la mise en service commerciale est prévue entre 2019 et 2022 (les « projets en développement »);

- plusieurs projets pour lesquels des droits de propriété foncière ont été obtenus, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (collectivement, les « projets potentiels »). Ces projets sont à différents stades de développement.

  Certains projets potentiels visent des appels d'offres futurs annoncés et d'autres projets potentiels sont maintenus ou continuent de progresser et pourront faire l'objet d'appels d'offres futurs qui ne sont pas encore annoncés ou visent des CAÉ négociés avec des sociétés de services publics, des entreprises financières, commerciales et de détail ou divers arrangements au Canada ou dans d'autres pays comme la France, les États-Unis, le Chili ou l'Islande. Ces divers projets potentiels représentent une puissance installée nette combinée de 8 382 MW (puissance brute de 9 255 MW).

  Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

Le tableau ci-après présente les participations directes et indirectes de la Société dans les Installations en exploitation, les projets en développement et les projets potentiels.

(en MW)	68 Installations en exploitation	5 Projets en développement	Plusieurs projets potentiels
HYDRO			
Nette	797	54	2 082
Brute	1 181	135	2 470
ÉOLIEN			
Nette	773	353	5 975
Brute	1 629	353	6 385
GÉOTHERMIQUE			
Nette	94	—	85
Brute	174	—	160
SOLAIRE			
Nette	62	315	240
Brute	88	315	240
TOTAL			
Nette	**1 726**	**722**	**8 382**
Brute	**3 072**	**803**	**9 255**

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société est de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité, lesquelles génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque, et de distribuer un dividende durable.

Maintien de la diversification des sources d'énergie

La Société s'emploie à maintenir un portefeuille d'actifs diversifié tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie, afin d'atténuer les variations saisonnières et de production. La quantité d'électricité produite par les Installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent, des ressources géothermiques et de l'ensoleillement. Des débits d'eau, des régimes de vent, des ressources géothermiques et un régime solaire moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 37 centrales hydroélectriques localisées sur 31 bassins versants, 25 parcs éoliens, 2 centrales géothermiques et 4 parcs solaires, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne, géothermique et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

	Production moyenne à long terme consolidée[1]								
En GWh et %	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	370	12 %	1 065	35 %	1 002	33 %	581	19 %	3 018
ÉOLIEN	595	30 %	436	22 %	388	20 %	560	28 %	1 979
GÉOTHERMIQUE	320	25 %	320	25 %	320	25 %	320	25 %	1 280
SOLAIRE	7	19 %	12	33 %	13	33 %	6	15 %	38
Total	1 292	20 %	1 833	29 %	1 723	27 %	1 467	23 %	6 315

1. PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 13 août 2018. La PMLT est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, laquelle est présentée à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés.

- Comparaison de l'électricité générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh ») par rapport à une moyenne à long terme;
- BAIIA ajusté, marge du BAIIA ajusté, BAIIA ajusté proportionnel;
- Bénéfice net (perte nette) ajusté(e);
- Flux de trésorerie disponibles; et
- Ratio de distribution.

La Société croit que ces indicateurs sont importants puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur les capacités de production et de génération de trésorerie de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Les indicateurs facilitent également les comparaisons des résultats entre les périodes.

Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

MISE À JOUR AU DEUXIÈME TRIMESTRE

Rejet de la permission d'en appeler d'une décision sur les droits d'utilisation de l'eau

Le 3 avril 2018, Harrison Hydro Project Inc., Fire Creek Project Limited Partnership, Lamont Creek Project Limited Partnership, Stokke Creek Project Limited Partnership, Tipella Creek Project Limited Partnership et Upper Stave Project Limited Partnership ont demandé l'autorisation d'interjeter appel devant la Cour suprême du Canada de la décision de l'Environmental Review Board relative aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le 2 août 2018, la demande d'autorisation d'interjeter appel a été rejetée. Ce dénouement pourrait avoir une incidence sur les charges de ces entités sur une base annuelle à l'avenir; l'augmentation annuelle globale attendue des droits d'utilisation de l'eau pourrait s'élever à environ 1,6 M$. La Société cherche actuellement des moyens d'effectuer une réorganisation interne de la propriété des projets afin de réduire au minimum ou même d'éliminer cette augmentation. Le montant de cette augmentation des droits d'utilisation de l'eau a déjà été inclus dans les résultats des exercices 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 et 2018 de la Société, qui détient une participation indirecte de 50,0024 % dans les centrales.

En outre, le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés aux Appelants pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3,3 M$. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et les Appelants ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board, qui a été suspendue jusqu'à ce que l'appel mentionné au paragraphe précédent soit réglé. Cet appel se poursuivra désormais pour des motifs différents qui ne sont pas liés à l'appel précédent.

Renouvellement des contrats d'achat d'électricité conclus avec BC Hydro

Le 16 avril 2018, Innergex a annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique Brown Lake. Le contrat renouvelé est d'une durée de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujetti à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission.

Le 16 avril 2018, Innergex et la bande indienne Sekw'el'was de Cayoose Creek ont annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique Walden North. Le contrat renouvelé est d'une durée de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujetti à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission.

Décision en faveur de HS Orka par le tribunal de première instance

En février 2016, HS Orka avait fait parvenir une lettre d'avocat à HS Veitur hf pour lui demander le paiement de la totalité de la créance à long terme liée au passif partagé au titre des prestations de retraite. Cette demande faisait suite à la réception d'un avis de résiliation d'une entente concernant le paiement des prestations de retraite envoyé par HS Veitur le 31 décembre 2015. Les deux entreprises avaient conclu une entente en 2011 quant à la quote-part de HS Veitur, et HS Orka estime que sa demande est entièrement justifiée sur la base de cette entente. Les négociations n'ont pas permis de régler l'affaire. Les procédures judiciaires se sont déroulées en mars 2018 et, le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur de HS Orka. HS Veitur a interjecté appel devant la Cour d'appel, qui est un tribunal de deuxième instance. La Société s'attend à ce qu'une décision soit rendue d'ici avril 2019. Une réclamation de 9,9 M$ a été déposée est est incluse dans les débiteurs au bilan.

Prorogation des contrats de change à terme

Le 23 avril 2018, la Société a prorogé tous ses contrats de change à terme qui couvrent son exposition au taux de change de ses investissements en France. Les contrats ont été prorogés pour une période de deux ans à compter de leur date d'échéance initiale, qui vont d'avril 2018 à août 2019.

Contrats	Expiration	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale 30 juin 2018
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change			
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7332 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,7575 $ pour 1 €)	2020 (avant 2018)	Aucune	159 344
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2042 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7340 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,7588 $ pour 1 €)	2020 (avant 2018)	Aucune	49 957
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,6850 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,7150 $ pour 1 €)	2021 (avant 2019)	Aucune	111 945
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7654 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,7890 $ pour 1 €)	2021 (avant 2019)	Aucune	167 963
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7804 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,8011 $ pour 1 €)	2021 (avant 2019)	Aucune	80 941

Signature d'un contrat d'achat d'électricité pour un projet éolien au Texas, États-Unis

Le 7 mai 2018, Innergex a annoncé la signature d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 12 ans pour 300 MW d'énergie éolienne produite par son projet en développement Foard City de 352,8 MW. Les ventes aux termes de ce contrat d'achat d'électricité débuteront une fois le parc éolien mis en service commercial. Le projet, qui est situé dans l'État du Texas, aux États-Unis, a également conclu une convention d'interconnexion avec Electric Transmission Texas, LLC. Des activités sur place visant à rendre le projet admissible aux incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis (crédits d'impôt de production, ou « CIP ») ont été effectuées depuis 2016. L'ordre de démarrage des travaux devrait être émis au quatrième trimestre de 2018 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019.

Acquisition des participations restantes dans trois centrales hydroélectriques

Le 15 mai 2018, Innergex a annoncé qu'elle avait acquis la participation de 33,3 % de Ledcor Power Ltd. dans Creek Power Inc., une société qui détient indirectement les centrales hydroélectriques Fitzsimmons Creek (7,5 MW), Boulder Creek (25,3 MW) et Upper Lillooet River (81,4 MW) situées en Colombie-Britannique ainsi qu'un portefeuille de projets potentiels. Innergex détenait déjà la participation restante de 67,7 % dans Creek Power Inc. Innergex détenait également toutes les actions privilégiées et a reçu pratiquement tous les flux de trésorerie générés par les trois centrales.

Partenariat et acquisition au Chili

Le 15 mai 2018, Innergex et Energía Llaima, une entreprise du secteur de l'énergie renouvelable du Chili, ont annoncé qu'elles avaient été sélectionnées dans le cadre d'un appel d'offres pour acquérir en partenariat le projet hydroélectrique Duqueco (140 MW), qui comprend deux centrales hydroélectriques au Chili. L'acquisition est subordonnée à la conclusion d'une entente de partenariat définitive entre les parties. De plus, Innergex a signé une entente d'exclusivité avec Energía Llaima visant un partenariat en coentreprise afin d'acquérir une participation de 50 % dans l'entreprise. Le partenariat et l'acquisition ont été conclus le 3 juillet 2018 et le 5 juillet 2018, respectivement.

Le projet hydroélectrique Duqueco est composé de deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001 : Peuchen (85 MW) et Mampil (55 MW). Innergex s'attend à ce que le projet Duqueco génère un BAIIA ajusté d'environ 21 M$ US (26,8 M$) annuellement. Le prix d'achat, déduction faite de la trésorerie estimée de 10 M$ US (12,8 M$), s'élève à environ 210 M$ US (268 M$), sous réserve de certains ajustements. Un financement de 15 ans de 130 M$ US (166,0 M$) a été arrangé et souscrit par Itaú, une importante banque sud-américaine. Le prêt à terme de 15 ans comprend un solde résiduel de 70 M$ US (85,9 M$) et porte intérêt à un taux variable auquel la Société a l'intention de réduire son exposition en concluant des instruments de couverture à long terme. Le produit tiré du prêt sera affecté au paiement d'une partie du prix d'achat. La quote-part nette d'Energia Llaima du prix d'achat restant s'est élevée à environ 80 M$ US (102,2 M$). De plus, Energia Llaima a effectué un dépôt pour obtenir un financement de 10 M$ US (12,8 M$).

Energía Llaima détient une participation dans deux centrales en exploitation, soit une centrale hydroélectrique (12 MW) et une centrale solaire thermique (34 MW), qui devraient générer un BAIIA ajusté d'environ 6,5 M$ US (8,3 M$) annuellement, dans deux centrales hydroélectriques en développement (125 MW) et dans d'autres projets à des stades préliminaires de développement. Innergex détient maintenant une participation de 50 % dans Energía Llaima. Innergex a investi un montant initial de 10 M$ US (12,8 M$) par l'intermédiaire des fonds disponibles de ses facilités de crédit rotatif et a accepté d'investir 100 M$ US supplémentaires (140,5 M$) sur une période de 12 mois, un engagement qui est pratiquement réalisé grâce à l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco.

Prêt pour Upper Lillooet River et Boulder Creek

Le prêt de construction pour Upper Lillooet River et Boulder Creek a été converti en un emprunt à terme le 29 juin 2018.

Le prêt comprend trois facilités, ou tranches :

- Un prêt de construction de 191,6 M$ a été converti en un emprunt à terme de 25 ans amorti sur une période de 22 ans. Cet emprunt à terme sera remboursable en versements semestriels à compter de 2021 et arrivera à échéance en 2043. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux fixe de 4,22 %.
- Un prêt de construction de 250 M$ a été converti en un emprunt à terme de 38 ans amorti sur une période de 13 ans. Cet emprunt à terme sera remboursable en versements semestriels à compter de 2043 et arrivera à échéance en 2056. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux fixe de 4,46 %.
- Un prêt de construction de 50 M$ a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 38 ans. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux fixe de 4,46 %. Le capital sera exigible à l'échéance en 2056.

Cette dette est garantie par les actifs de Boulder Creek Power L.P. et d'Upper Lillooet River Power L.P.

Activités de construction

Les coûts totaux des projets en développement s'établissent comme suit :

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS	PMLT brute estimée[1] (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année complète		
						Estimés[1] (M$)		Produits[1] (M$)		BAIIA ajusté[1 3] (M$)	
HYDRO (Islande)											
Brúarvirkjun	53,9	10,0	2020	80,0	-	[4]	53,8	[2]	4,2	[2]	3,2 [2]
SOLAIRE (États-Unis)											
Phoebe	100,0	[5]	315,0	2019	738,0	12	[5]	524,0	[2]	34,6	[2] 26,7 [2]

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.
2. Correspond à 100 % de cette installation.
3. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celui présenté par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.
4. L'électricité produite sera vendue sur le marché du détail.
5. La participation correspond à une participation de commanditaire de 100 % dans Phoebe. Toutefois, à la suite du financement par des investisseurs participant au partage fiscal, un de ces investisseurs détiendra la totalité des participations au partage fiscal.

Brúarvirkjun
Le projet hydroélectrique Bruarvirkjun a été acquis au cours du premier trimestre de 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra Power Corp. (« Alterra ») en février 2018. Les travaux d'aménagement du site avaient déjà été amorcés au moment de l'acquisition.

En date du présent rapport de gestion, les travaux de construction menés sur les lieux se poursuivent et portent sur l'installation des bureaux de chantier et des campements. Tous les contrats d'envergure ont été signés et le principal entrepreneur en travaux de génie civil a entamé les travaux sur le terrain. Le projet a reçu son étude d'incidence environnementale et obtenu les droits d'utilisation de l'eau, les contrats fonciers, les permis d'exploration, la licence de développement et les approbations municipales nécessaires en vertu d'un plan d'occupation des sols précis. La demande d'appel déposée auprès de l'Appellate Committee for Environment and Resources pour réclamer l'annulation du permis de construction demeure en suspens. Une réponse officielle aux questions et motifs invoqués par le demandeur a été déposée. La mise en service est prévue pour le premier semestre de 2020.

Phoebe
L'acquisition du projet d'énergie solaire photovoltaïque de Phoebe de 315 MW_{DC} a eu lieu au cours du troisième trimestre de 2018. L'acquisition a été réalisée le 2 juillet 2018 et parallèlement le financement de l'emprunt pour le projet et le financement par des investisseurs participant au partage fiscal ont été conclus et l'avis final de démarrage des travaux a été émis à l'entrepreneur qui est responsable de la conception et de la construction de la centrale, y compris de l'approvisionnement en modules minces First Solar Series 6 et autre matériel, et veillera à l'exploitation et à l'entretien de la centrale pour une période de cinq ans. La mise en service commerciale devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019.

Le projet de Phoebe vendra 100 % de sa production au réseau électrique ERCOT et recevra un prix fixe sur 89 % de l'énergie produite dans le cadre d'un CAÉ de 12 ans.

Activités de développement

Foard City
Le projet éolien de Foard City de 352,8 MW a été acquis au cours du premier trimestre de 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. L'avis final de démarrage des travaux devrait être émis au quatrième trimestre de 2018 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019. Le projet fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité de 12 ans visant 300 MW. Les ventes aux termes de ce contrat commenceront à la mise en service commerciale de la centrale. La Société s'attend à un BAIIA ajusté projeté de plus de 10 M$ annuellement pour le projet, qui profitera également des CIP.

En date du présent rapport de gestion, tous les principaux contrats visant le projet de Foard City avaient été conclus, notamment un contrat d'approvisionnement visant 140 éoliennes GE d'une capacité de 2,52 MW chacune, un contrat d'exploitation et d'entretien de 20 ans, un contrat pour la construction de toutes les installations autres que les éoliennes du projet et un accord d'interconnexion. De plus, le contrôle du site est terminé ainsi que d'autres grandes étapes telles que les études d'incidence environnementale et les ententes de dégrèvement d'impôt foncier conclues au niveau local. Des pourparlers sur le financement du projet sont en cours.

Frontera
L'acquisition du projet hydroélectrique Frontera de 109 MW a eu lieu au cours du troisième trimestre de 2018 dans le cadre du partenariat en coentreprise avec Energia Llaima. L'avis final de démarrage des travaux devrait être émis en 2019 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu en 2022.

En date du présent rapport de gestion, les travaux de construction du projet pourront bientôt commencer. La plupart des droits et des permis de construction ont été obtenus, y compris les approbations sur les plans technique et environnemental. L'étape la plus importante qu'il reste à franchir est celle du financement qui est en cours.

El Canelo
L'acquisition du projet hydroélectrique El Canelo de 16 MW a eu lieu au cours du troisième trimestre de 2018 dans le cadre du partenariat en coentreprise avec Energia Llaima. L'avis final de démarrage des travaux devrait être émis en 2019 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu en 2021.

En date du présent rapport de gestion, le processus d'obtention des permis est en cours, ce qui comprend l'obtention des approbations sur les plans technique et environnemental. La conception initiale du projet a été modifiée afin de respecter les diverses contraintes qui ont occasionné certains retards quant à l'obtention des permis.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la Société pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2017.

La production d'électricité pour le trimestre s'est établie à 100 % par rapport à la PMLT, en dépit des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France.

La production a augmenté de 38 %, les produits, de 37 %, et le BAIIA ajusté, de 15 %. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'apport des installations acquises en 2017 et en 2018, à la hausse de la production des centrales Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek ainsi que dans les parcs éoliens québécois.

Production d'électricité

Dans son évaluation des résultats d'exploitation, la Société compare la production d'électricité réelle avec une moyenne à long terme propre à chaque centrale hydroélectrique, parc éolien, centrale géothermique et parc solaire. Ces moyennes à long terme sont établies afin d'assurer une prévision à long terme de la production attendue pour chacune des installations de la Société.

	Périodes de trois mois closes les 30 juin					
	2018			2017		
	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDRO						
Québec	215 118	214 050	100 %	222 102	214 050	104 %
Ontario	18 597	20 805	89 %	22 340	20 805	107 %
Colombie-Britannique	822 493	813 139	101 %	748 622	804 953	93 %
États-Unis	18 564	16 956	109 %	9 709	16 956	57 %
Total partiel	1 074 772	1 064 950	101 %	1 002 773	1 056 764	95 %
ÉOLIEN						
Québec	292 919	273 523	107 %	234 748	278 561	84 %
France	120 154	157 125	76 %	72 904	89 487	81 %
Total partiel	413 073	430 648	96 %	307 652	368 048	84 %
GÉOTHERMIE						
Islande	321 580	319 740	101 %	—	—	—
SOLAIRE						
Ontario	13 896	12 202	114 %	12 356	12 288	101 %
Total	1 823 321	1 827 540	100 %	1 322 781	1 437 100	92 %

1. Les installations Dokie, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Shannon, Spartan, Toba Montrose, Umbata Falls et Viger-Denonville sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » pour plus d'information sur les coentreprises et les entreprises associées de la Société.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, les installations de la Société ont produit 1 823 321 MWh, soit 100 % par rapport à la PMLT de 1 827 540 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 101 % de leur PMLT. Ce résultat est attribuable aux débits d'eau moyens observés dans la plupart des régions. Globalement, les parcs éoliens ont produit 96 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes éoliens inférieurs à la moyenne et des pannes occasionnées par les travaux d'entretien en France, partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au Québec. Les centrales géothermiques ont produit 101 % de leur PMLT. Le parc solaire Stardale a produit 114 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. Pour plus d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de la production de 38 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations acquises auprès d'Alterra en 2018 et de celles acquises en France en 2017, à la hausse de la production des installations Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek et à une amélioration de la performance des parcs éoliens québécois.

	Périodes de six mois closes les 30 juin					
	2018			2017		
	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDRO						
Québec	341 420	338 220	101 %	355 588	338 220	105 %
Ontario	43 127	45 099	96 %	45 864	45 099	102 %
Colombie-Britannique	1 001 925	1 026 430	98 %	917 352	1 006 417	91 %
États-Unis	28 770	24 883	116 %	16 437	24 883	66 %
Total partiel	1 415 242	1 434 632	99 %	1 335 241	1 414 619	94 %
ÉOLIEN						
Québec	645 234	656 468	98 %	538 796	645 575	83 %
France	361 529	384 830	94 %	150 857	178 071	85 %
Total partiel	1 006 763	1 041 298	97 %	689 653	823 646	84 %
GÉOTHERMIE						
Islande[2]	517 217	514 868	100 %	—	—	—
SOLAIRE						
Ontario	20 444	19 332	106 %	20 159	19 469	104 %
Total	2 959 666	3 010 130	98 %	2 045 053	2 257 734	91 %

1. Les installations Dokie, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Shannon, Spartan, Toba Montrose, Umbata Falls et Viger-Denonville sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » pour plus d'information sur les coentreprises et les entreprises associées de la Société.
2. Production et PMLT pour la période du 6 février 2018 au 30 juin 2018.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2018, les installations de la Société ont produit 2 959 666 MWh d'électricité, soit 98 % de la PMLT de 3 010 130 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 99 % de leur PMLT en raison principalement des pannes occasionnées par les travaux d'entretien et les conditions hivernales de la Colombie-Britannique, ainsi que de la production inférieure à la moyenne de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River attribuable aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service que la Société s'emploie à résoudre, ce qui a été atténué par des débits d'eau moyens ou supérieurs à la moyenne dans la plupart des régions. Globalement, les parcs éoliens ont produit 97 % de leur PMLT en raison principalement des pannes occasionnées par les travaux d'entretien en France et des difficultés liées aux activités d'après-mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n que la Société s'emploie à résoudre. Les centrales géothermiques ont produit 100 % de leur PMLT. Le parc solaire Stardale a produit 106 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. Pour plus d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de 45 % de la production par rapport à la même période de l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations acquises par l'entremise d'Alterra en février 2018 et de celles acquises en France en 2017, à l'apport des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek mises en service en 2017 et à une amélioration de la performance des parcs éoliens québecois et de la centrale hydroélectrique américaine.

La performance globale des installations de la Société pour les périodes closes le 30 juin 2018 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne, géothermique et solaire.

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes les 30 juin				Périodes de six mois closes les 30 juin			
	2018	2017	Variation		2018	2017	Variation	
		montants retraités[3]				montants retraités[3]		
Produits	149 541	109 530	40 011	37 %	267 422	184 056	83 366	45 %
Charges d'exploitation	37 450	17 215	20 235	118 %	63 422	33 304	30 118	90 %
Frais généraux et administratifs	8 899	4 757	4 142	87 %	16 557	9 335	7 222	77 %
Charges liées aux projets potentiels	4 065	1 638	2 427	148 %	8 973	4 556	4 417	97 %
BAIIA ajusté[1]	99 127	85 920	13 207	15 %	178 470	136 861	41 609	30 %
Marge du BAIIA ajusté[1]	66,3 %	78,4 %			66,7 %	74,4 %		
Charges financières	49 438	39 287	10 151	26 %	95 109	68 805	26 304	38 %
Autres charges (produits), montant net	1 427	(413)	1 840	(446) %	3 615	(772)	4 387	(568) %
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	41 766	31 964	9 802	31 %	80 938	61 546	19 392	32 %
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises (note 2)	1 258	(1 821)	3 079	(169) %	(1 838)	(2 537)	699	(28) %
(Profit net latent) perte nette latente sur les instruments financiers	(12 816)	470	(13 286)	(2 827) %	(673)	(4 605)	3 932	(85) %
Charge (recouvrement) d'impôt	1 268	2 496	(1 228)	(49) %	(879)	2 983	(3 862)	(129) %
Bénéfice net	16 786	13 937	2 849	20 %	2 198	11 441	(9 243)	(81) %
Bénéfice net attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	13 331	14 404	(1 073)	(7) %	6 714	16 698	(9 984)	(60) %
Participations ne donnant pas le contrôle	3 455	(467)	3 922	(840) %	(4 516)	(5 257)	741	(14) %
	16 786	13 937	2 849	20 %	2 198	11 441	(9 243)	(81) %
Bénéfice net par action, de base (en $)	0,09	0,12			0,03	0,13		

1. Le BAIIA ajusté et la marge du BAIIA ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
2. Les installations Dokie, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Shannon, Spartan, Toba Montrose, Umbata Falls, Viger-Denonville et le spa Blue Lagoon sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et les participations de la Société dans ces projets doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » pour plus d'information sur les coentreprises et les entreprises associées de la Société.
3. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

Produits

En hausse de 37 %, à 149,5 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
En hausse de 45 %, à 267,4 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Les augmentations sont attribuables principalement à l'apport des installations acquises auprès d'Alterra en février 2018 et de celles acquises en France en 2017 et à une production plus élevée aux installations Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek. Outre les facteurs précités, l'augmentation observée pour la période de six mois est également attribuable à une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien.

Charges

En hausse de 114 %, à 50,4 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
En hausse de 88 %, à 89,0 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Les *charges d'exploitation* sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien, d'impôts fonciers, de redevances et de coût de l'électricité (s'il y a lieu). Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, la Société a constaté des charges d'exploitation de 37,5 M$ et de 63,4 M$, respectivement (17,2 M$ et 33,3 M$ pour les périodes correspondantes de 2017). Les augmentations de 118 % et de 90 % pour les périodes de trois mois et de six mois sont essentiellement attribuables à l'acquisition d'Alterra en février 2018, à la mise en service de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River en mars 2017 ainsi qu'à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2017. Les charges d'exploitation pour les centrales géothermiques, qui sont exploitées par HS Orka en Islande, sont plus élevées, car l'entretien et les activités quotidiennes demandent plus de travail. Lorsque cela est nécessaire, HS Orka achète de l'électricité afin de compléter sa production, ce qui contribue à faire augmenter les charges d'exploitation. Les deux facteurs qui se rapportent à HS Orka sont les principales raisons pour lesquelles les charges d'exploitation ont augmenté davantage par rapport à la progression des produits. En 2017, les charges d'exploitation pour la période de six mois ont subi l'influence d'un paiement d'un montant total de 3,3 M$ au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 pour Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River, qui ont été cotisés de nouveau à la suite de la décision prise par le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des taux de location plus élevés en fonction de la production combinée des installations, plutôt que d'appliquer des taux inférieurs pour chaque installation selon leur production prise individuellement, comme cela était le cas auparavant. La Société a fait appel de cette décision auprès de l'Environmental Appeal Board. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau pour ces installations sont payés aux taux de location plus élevés. Une tranche de 49,99 % du paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau a été attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, ces frais ont totalisé 8,9 M$ et 16,6 M$, respectivement (4,8 M$ et 9,3 M$ pour les périodes correspondantes de 2017). Les augmentations de 87 % et de 77 % pour les périodes de trois mois et de six mois découlent principalement de l'acquisition d'Alterra, qui incluait les activités géothermiques de HS Orka, et du plus grand nombre d'installations en exploitation.

Les *charges liées aux projets potentiels*, qui comprennent les coûts liés au développement des projets potentiels, découlent du nombre de projets potentiels que la Société a décidé de faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, ces charges ont totalisé 4,1 M$ et 9,0 M$, respectivement (1,6 M$ et 4,6 M$ pour les périodes correspondantes de 2017). Les augmentations de 148 % et de 97 % pour les périodes sont liées principalement aux activités menées au cours du trimestre pour soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux, tels que le Chili, aux appels d'offres et aux déclarations d'intérêt futurs dans les provinces canadiennes ainsi qu'à la progression de plusieurs projets potentiels.

BAIIA ajusté

En hausse de 15 %, à 99,1 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
En hausse de 30 %, à 178,5 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Le *BAIIA ajusté,* auquel la Société a recours comme indicateur de rendement clé pour évaluer ses résultats financiers, s'entend des produits diminués des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux projets potentiels. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue et n'a pas de signification prescrite selon les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Les augmentations sont principalement attribuables à l'augmentation de la production et des produits des nouvelles installations mises en service et acquises en 2017 et en 2018, partiellement contrebalancées par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux projets potentiels. La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 78,4 % à 66,3 % pour la période de trois mois, et de 74,4 % à 66,7 % pour la période de six mois, en raison principalement de l'augmentation plus importante des charges que des produits à la suite de l'intégration des activités géothermiques de HS Orka, qui génèrent une marge plus faible en raison des coûts élevés liés à l'entretien, aux activités quotidiennes et aux achats d'électricité, ainsi que des difficultés liées aux activités d'après-mise en service à la centrale Upper Lillooet River.

BAIIA ajusté proportionnel

En hausse de 28 %, à 113,3 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
En hausse de 38 %, à 196,0 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Le *BAIIA ajusté proportionnel*, auquel la Société a recours comme indicateur de rendement clé pour évaluer ses résultats financiers, s'entend du BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex. Le BAIIA ajusté proportionnel n'est pas une mesure reconnue et n'a pas de signification prescrite selon les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
BAIIA ajusté[1]	99 127	85 920	178 470	136 861
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex[1 2]	14 125	2 897	17 547	5 147
BAIIA ajusté proportionnel[1]	113 252	88 817	196 017	142 008

1. Le BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex et le BAIIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » du présent rapport de gestion.

Les augmentations du BAIIA ajusté proportionnel pour les périodes de trois mois et de six mois sont attribuables principalement à l'augmentation du BAIIA ajusté et de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex découlant de l'ajout des installations acquises auprès d'Alterra en 2018.

Charges financières

En hausse de 26 %, à 49,4 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
En hausse de 38 %, à 95,1 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Les *charges financières* comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles, les intérêts compensatoires au titre de l'inflation, l'amortissement des frais de financement, l'accroissement de la dette à long terme et des débentures convertibles, la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Les augmentations sont principalement attribuables aux charges liées aux installations acquises en 2017 et en 2018, à la mise en service des installations Upper Lillooet River et Boulder Creek à la fin du premier trimestre de 2017 et au cours du deuxième trimestre de 2017, et à la hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débentures convertibles de la Société était de 4,50 % au 30 juin 2018 (4,43 % au 31 décembre 2017).

Autres charges (produits), montant net

Charges de 1,4 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Charges de 3,6 M$ pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Le *montant net des autres charges (produits)* comprend les coûts de transaction, le profit ou la perte de change réalisé(e), le profit ou la perte sur contreparties conditionnelles, le montant net des autres produits, la perte découlant de la cession d'immobilisations corporelles et l'amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché. Les charges comptabilisées pour la période de trois mois sont attribuables principalement à une perte de change réalisée alors que celles comptabilisées pour la période de six mois sont attribuables principalement à une hausse des coûts de transaction s'expliquant par l'acquisition d'Alterra.

En lien avec la transaction d'Alterra, la Société a conclu des contrats à terme sur obligations totalisant 50,0 M$ pour atténuer le risque de hausse des taux d'intérêt avant la clôture de la transaction. Ces contrats à terme sur obligations ont été réglés à la clôture de la transaction d'Alterra, en février 2018 et ont donné lieu à un profit.

Amortissements
En hausse de 31 %, à 41,8 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
En hausse de 32 %, à 61,5 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Les augmentations sont principalement attribuables à l'acquisition d'Alterra en 2018 et à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2017, lesquelles ont été partiellement contrebalancées par une augmentation de la période d'amortissement pour les parcs éoliens québécois. Outre les facteurs précités, l'augmentation observée pour la période de six mois est également attribuable à la mise en service des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek en 2017.

Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées
Quote-part de la perte nette de 1,3 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, comparativement à une quote-part du bénéfice net de 1,8 M$ pour la période correspondante de 2017
Quote-part du bénéfice net de 1,8 M$ pour la période de six mois close le 30 juin 2018, comparativement à une quote-part du bénéfice net de 2,5 M$ pour la période correspondante de 2017

L'acquisition d'Alterra comprenait des participations dans les entités suivantes : HS Orka hf (« HS Orka ») (participation de 53,9 %) qui détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon hf., Dokie General Partnership (« Dokie ») (participation de 25,5 %), Flat Top Group Holdings LLC (« Flat Top ») (participation commanditée de 51 %), Jimmie Creek Limited Partnership (« Jimmie Creek ») (participation de 50,99 %), Muko Partnership Holdings, LLC (« Kokomo ») (participation commanditée de 90 %), Shannon Group Holdings, LLC (« Shannon ») (participation commanditée de 50 %), Spartan Holdings, LLC (« Spartan ») (participation commanditée de 100 %) et Toba Montrose General Partnership (« Toba Montrose ») (participation de 40 %) (collectivement, les « entités du groupe Alterra Power »).

S'ajoutent aux coentreprises et aux entreprises associées les entités suivantes déjà détenues par Innergex : Umbata Falls, L.P. (participation de 49 %) et Viger-Denonville, L.P. (participation de 50 %).

Pour plus d'information, veuillez vous reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».

(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers
Profit net latent de 12,8 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, comparativement à une perte nette latente de 0,5 M$ pour la période correspondante de 2017
Profit net latent de 0,7 M$ pour la période de six mois close le 30 juin 2018, comparativement à un profit net latent de 4,6 M$ pour la période correspondante de 2017

La Société utilise des *dérivés* pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir et réduire celle au risque de hausse du taux de change, protégeant ainsi la valeur économique de ses projets.

Le profit net latent sur instruments financiers pour la période de trois mois close le 30 juin 2018 est attribuable surtout à une variation favorable du swap de taux de change entre le dollar canadien et l'euro, à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture et à un profit de 4,7 M$ découlant de la hausse des prix futurs de l'aluminium affectant la valeur des dérivés incorporés liés à deux CAÉ à HS Orka, partiellement contrebalancées par une perte latente sur la conversion de prêts intragroupe.

Le profit net latent sur instruments financiers pour la période de six mois close le 30 juin 2018 est attribuable surtout à un profit latent sur la conversion de prêts intragroupe et à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture, partiellement contrebalancés par une variation défavorable du swap de taux de change entre le dollar canadien et l'euro et à une perte de 5,1 M$ découlant de la baisse des prix futurs de l'aluminium affectant la valeur des dérivés incorporés liés à deux CAÉ à HS Orka.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la Société a comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers de 0,5 M$ et un profit net latent sur instruments financiers de 4,6 M$, respectivement. La perte nette latente enregistrée pour la période de trois mois close le 30 juin 2017 est imputable à une perte nette latente sur le swap de taux de change découlant d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro, ce qui a été contrebalancé en grande partie par un profit sur la conversion de prêts intragroupe et par l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture. Le profit net latent enregistré pour la période de six mois close le 30 juin 2017 est imputable à un profit latent sur la conversion de prêts intragroupe et à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture, ce qui a été contrebalancé en partie par une perte nette latente sur le swap de taux de change découlant d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro.

Charge d'impôt (recouvrement)

Charge d'impôt à 1,3 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Recouvrement de charge d'impôt à 0,9 M$ pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de néant (0,9 M$ pour la période correspondante de 2017) et une charge d'impôt différé de 1,3 M$ (charge d'impôt différé de 1,6 M$ pour la période correspondante de 2017). L'écart positif de 0,9 M$ de la charge d'impôt exigible est principalement attribuable à la diminution des charges liées aux installations américaines et françaises. La diminution de la charge d'impôt différé s'explique principalement par la variation (du profit latent) de la perte latente sur instruments financiers.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2018, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 2,5 M$ (1,7 M$ pour la période correspondante de 2017) et un recouvrement d'impôt différé de 3,4 M$ (charge d'impôt différé de 1,2 M$ pour la période correspondante de 2017). L'augmentation de 0,8 M$ de la charge d'impôt exigible est principalement attribuable à la hausse du bénéfice tiré des parcs éoliens en France. La variation positive de l'impôt différé s'explique principalement par la perte latente sur instruments financiers dérivés.

Bénéfice net

En hausse à 16,8 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
En baisse à 2,2 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, la Société a enregistré un bénéfice net de 16,8 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,09 $ par action), comparativement à un bénéfice net de 13,9 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,12 $ par action) pour la période correspondante de 2017. L'augmentation de 2,8 M$ du bénéfice net s'explique par la variation positive de 13,3 M$ du profit net latent (de la perte nette latente) sur instruments financiers, l'augmentation de 13,2 M$ du BAIIA ajusté et la variation positive de 1,2 M$ de l'impôt sur le résultat, partiellement compensés par l'augmentation de 10,2 M$ des charges financières, l'augmentation de 9,8 M$ des amortissements, la variation négative de la quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées de 3,1 M$ et la variation négative de 1,8 M$ du montant net des autres charges (produits).

Pour la période de six mois close le 30 juin 2018, la Société a enregistré un bénéfice net de 2,2 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,03 $ par action), comparativement à un bénéfice net de 11,4 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,13 $ par action) pour la période correspondante de 2017. La diminution de 9,2 M$ du bénéfice net s'explique par l'augmentation de 26,3 M$ des charges financières, l'augmentation de 19,4 M$ des amortissements, la variation négative de 4,4 M$ du montant net des autres charges (produits), la variation négative de 3,9 M$ (du profit net latent) de la perte nette latente sur instruments financiers et la variation négative de 0,7 M$ de la quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées, partiellement compensées par l'augmentation de 41,6 M$ du BAIIA ajusté et la variation positive de 3,9 M$ de l'impôt sur le résultat.

Bénéfice net (perte nette) ajusté(e)

En baisse à 1,5 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Perte de 5,7 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e), une mesure non conforme aux IFRS, est un indicateur de rendement important utilisé par la Société pour évaluer ses résultats d'exploitation et dresser un portrait plus précis de ses résultats d'exploitation. Le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e) n'est pas une mesure reconnue et n'a pas de signification prescrite selon les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

Incidence sur le bénéfice net des instruments financiers	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
		montants retraités[2]		montants retraités[2]
Bénéfice net	16 786	13 937	2 198	11 441
Ajouter (déduire) :				
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	(12 816)	470	(673)	(4 605)
Perte réalisée (profit réalisé) sur instruments financiers	2	—	(826)	—
Charge (recouvrement) d'impôt liée aux éléments ci-dessus	698	(498)	1 373	634
Quote-part du profit net latent sur instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(3 191)	(372)	(7 814)	(406)
Bénéfice net (perte nette) ajusté(e)[1]	1 479	13 537	(5 742)	7 064

1. Le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e) n'est pas une mesure conforme aux IFRS et pourrait donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.
2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

Exclusion faite des pertes (des profits) sur instruments financiers et de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte, un bénéfice net de 1,5 M$ aurait été inscrit pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, comparativement à un bénéfice net de 13,5 M$ en 2017, et une perte nette de 5,7 M$ aurait été inscrite pour la période de six mois close le 30 juin 2018, contre un bénéfice net de 7,1 M$ en 2017. La diminution du bénéfice net ajusté est attribuable principalement à la hausse des charges financières et des amortissements ainsi qu'à la variation négative de la quote-part de la perte (du profit) des coentreprises et des entreprises associées, partiellement contrebalancées par l'augmentation du BAIIA ajusté.

Participations ne donnant pas le contrôle

Attribution d'un bénéfice de 3,5 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, comparativement à l'attribution d'une perte de 0,5 M$ pour la période correspondante de 2017

Attribution d'une perte de 4,5 M$ pour la période de six mois close le 30 juin 2018, comparativement à l'attribution d'une perte de 5,3 M$ pour la période correspondante de 2017

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées à HS Orka hf (« HS Orka »), Harrison Hydro Limited Partnership (« HHLP »), aux filiales de Creek Power Inc. (« Creek Power ») (pour une période de 45 jours au cours du deuxième trimestre de 2018, contre une période de trois mois en 2017 et pour une période de 136 jours en 2018, contre une période de six mois en 2017), au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. (« MU »), à la Société en commandite Innergex Europe (2015) (« Innergex Europe »), à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership (« Kwoiek »), à la Société en commandite Magpie, à l'entité Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C., à Cayoose Creek Power Limited Partnership (« Cayoose Creek ») et à leurs commandités respectifs.

Le bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois en comparaison de la perte inscrite pour l'an dernier découlent principalement des produits affectés à HS Orka, attribuables au profit latent sur la variation de la juste valeur des dérivés incorporés, et de la variation positive qui a influé sur Innergex Europe et MU, laquelle est attribuable aux produits comptabilisés pour la période, facteurs qui ont été annulés en partie par la variation négative qui a influé sur HHLP par suite d'une diminution des produits.

Les pertes attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de six mois sont similaires à celles de l'an dernier. Les pertes enregistrées par Creek Power attribuables aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service de Upper Lillooet River que la Société s'emploie à résoudre ont été compensées en partie par l'augmentation des produits de MU, une diminution des pertes subies par Innergex Europe et des bénéfices enregistrés par HS Orka.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de six mois close le 30 juin 2018, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 117,8 M$, comparativement à des flux de trésorerie de 70,6 M$ pour la même période l'an dernier. Au cours de la période de six mois, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 189,9 M$ et a affecté des fonds de 137,6 M$ aux activités d'investissement, principalement aux fins du paiement de l'acquisition d'Alterra. Au 30 juin 2018, la Société détenait 232,6 M$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 61,9 M$ au 31 décembre 2017.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

En hausse de 47,2 M$, à 117,8 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

L'augmentation est principalement attribuable à la hausse de 41,6 M$ du BAIIA ajusté, à la hausse de 10,3 M$ des distributions reçues des coentreprises et à la hausse de 19,0 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation de 16,6 M$ des intérêts versés sur la dette à long terme.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

En hausse de 77,6 M$, à 189,9 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

La hausse est attribuable à une augmentation nette de la dette à long terme de 102,4 M$ en 2018, comparativement à une augmentation de 137,1 M$ de la dette à long terme en 2017, et à l'augmentation de 143,6 M$ du produit net tiré de l'émission de débentures convertibles, ce qui a été partiellement contrebalancé par une diminution de 10,9 M$ des investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, un paiement de 9,5 M$ au titre du rachat d'actions ordinaires, une augmentation de 6,7 M$ des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle et une augmentation de 4,5 M$ du versement de dividendes sur les actions ordinaires.

L'augmentation de 102,4 M$ de la dette à long terme résulte principalement de l'emprunt à terme non garanti subordonné de 150 M$ d'une durée de cinq ans contracté en février pour financer la partie en espèces de l'acquisition d'Alterra. L'augmentation s'explique également par le prélèvement d'une somme de 131,6 M$ (100 M$ US) sur les facilités de crédit rotatif effectué le 28 juin 2018, cette somme ayant été transférée à notre filiale chilienne pour qu'elle puisse conclure le partenariat avec Energía Llaima, ce qui a eu lieu le 3 juillet 2018, et l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco, le 5 juilllet 2018. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par l'émission de débentures convertibles et par les remboursements prévus de la dette et le remboursement de prêts consacrés aux taxes à la consommation recouvrables auprès du gouvernement pour les parcs éoliens Theil-Rabier, Plan Fleury et Les Renardières.

Utilisation du produit de financement	Périodes de six mois closes les 30 juin		
	2018	2017	Variation
Produit de l'émission de dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	542 118	300 866	
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	(437 021)	(163 203)	
Paiement des frais de financement différés	(2 687)	(613)	
Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme	102 410	137 050	(34 640)
Produit net de l'émission de débentures convertibles	143 590	—	
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires	(9 487)	—	
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	10 913	
Génération du produit du financement	236 513	147 963	88 550
Acquisitions d'entreprises	(120 258)	(112 834)	
Diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	14 538	17 639	
Fonds nets (investis dans) prélevés des comptes de réserve	(2 204)	55	
Ajouts aux immobilisations corporelles	(30 260)	(65 524)	
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(1 559)	—	
Rachat des participations minoritaires	(1 700)	—	
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(3 625)	—	
Réduction des autres actifs non courants	173	71	
Utilisation du produit du financement, montant net	(144 895)	(160 593)	15 698
Augmentation (réduction) du fonds de roulement	91 618	(12 630)	104 248

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2018, la Société a emprunté un montant net de 102,4 M$ et a émis des débentures convertibles d'un montant net de 143,6 M$, ces éléments ayant été partiellement contrebalancés par un paiement de 9,5 M$ au titre du rachat d'actions ordinaires. Le montant net emprunté et le produit net de l'émission de débentures convertibles ont servi à l'acquisition d'Alterra et serviront au partenariat conclu avec Energía Llaima et à l'acquisition de Duqueco au Chili. La Société a utilisé des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions de 14,5 M$ aux fins surtout du paiement des frais de construction restants se rapportant aux installations Upper Lillooet River, Boulder Creek et Mesgi'g Ugju's'n.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Décaissements en baisse de 17,9 M$, à 137,6 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Pendant cette période, les principales activités d'investissement ayant eu une incidence sur les flux de trésorerie ont été les suivantes : les acquisitions d'entreprises ont représenté un décaissement de 120,3 M$ (décaissement de 112,8 M$ en 2017) pour l'acquisition d'Alterra, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 30,3 M$ (décaissement de 65,5 M$ en 2017); et les fluctuations des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ont représenté un décaissement de 14,5 M$ (décaissement de 17,6 M$ en 2017).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

En hausse de 170,7 M$, à 232,6 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Pour la période de six mois close le 30 juin 2018, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 170,7 M$ (augmentation de 26,6 M$ pour la période correspondante de 2017), en conséquence du transfert d'une somme de 131,6 M$ (100 M$ US) à notre filiale chilienne pour qu'elle puisse conclure le partenariat avec Energía Llaima, ce qui a eu lieu le 3 juillet, et l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco, le 5 juilllet, ainsi que de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement.

STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS

Information sur le capital-actions

Nombre d'actions ordinaires en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	132 523	108 431	127 586	108 386
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires[1]	728	995	722	976
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	133 251	109 426	128 308	109 362

1. Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, 2 579 684 des 2 782 599 options sur actions (3 331 684 des 3 457 432 options sur actions pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017) avaient un effet dilutif. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, aucune des 14 166 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 6 666 667 actions n'avait un effet dilutif pour la même période en 2017).

Titres de participation de la Société

	Aux		
	13 août 2018	30 juin 2018	30 juin 2017
Nombre d'actions ordinaires	132 799 509	132 566 525	108 443 695
Nombre de débentures convertibles à 4,75 %	150 000	150 000	—
Nombre de débentures convertibles à 4,25 %	100 000	100 000	100 000
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	2 782 599	2 782 599	3 457 432

En date de l'ouverture des marchés le 13 août 2018 et depuis le 30 juin 2018, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable principalement à l'émission de 232 984 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 30 juin 2018, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 juin 2017 était principalement attribuable à l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions en vertu de l'acquisition d'Alterra ainsi qu'à l'émission de 427 521 actions en vertu du RRD et de 121 378 actions additionnelles à la suite de l'exercice d'options sur actions, déduction faite de 753 294 actions rachetées aux fins d'annulation dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Dividendes

La politique de dividende de la Société est déterminée par le Conseil d'administration et se fonde sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie, le bilan financier de la Société, les clauses restrictives de ses dettes, ses perspectives de croissance à long terme, les critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés aux fins de la déclaration de dividendes, et d'autres critères pertinents.

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires[1]	22 536	17 893	45 031	35 775
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ($/action)	0,170	0,165	0,340	0,330
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	767	767	1 533	1 533
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A ($/action)	0,2255	0,2255	0,4510	0,4510
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719	1 438	1 438
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C ($/action)	0,359375	0,359375	0,718750	0,718750

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est essentiellement attribuable à l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions en vertu de l'acquisition d'Alterra, à l'augmentation du dividende trimestriel et à l'émission d'actions en vertu du RRD, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par les actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 octobre 2018 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire ($)	Dividende par Action privilégiée de série A ($)	Dividende par Action privilégiée de série C ($)
13/08/2018	28/09/2018	15/10/2018	0,170	0,2255	0,359375

Le 21 février 2018, le Conseil d'administration a haussé le dividende trimestriel de 0,165 $ à 0,170 $ par action ordinaire, ce qui correspond à un dividende annuel de 0,68 $ par action ordinaire. Il s'agit de la cinquième augmentation de dividende annuelle consécutive de 0,02 $.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

En août 2017, la Société a lancé une offre publique de rachat de ses actions ordinaires (les « actions ordinaires ») dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat ») couvrant la période entre le 17 août 2017 et le 16 août 2018. La Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,84 % des 108 640 790 actions ordinaires émises et en circulation au 14 août 2017.

Dans le cadre de l'offre de rachat, la Société a conclu avec un courtier désigné une entente relative à un régime d'achat automatique, afin de permettre l'achat de ses actions ordinaires durant les périodes où normalement elle ne serait pas autorisée à le faire en raison de périodes d'interdiction qu'elle s'est imposée ou de restrictions de nature réglementaire.

En vertu de l'offre de rachat, la Société n'a pas racheté d'actions ordinaires aux fins d'annulation au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2018 et elle a racheté 697 212 actions ordinaires à un prix moyen de 13,60 $ par action, pour une contrepartie totale de 9,5 M$ au cours de la période de six mois close le 30 juin 2018.

SITUATION FINANCIÈRE

Au 30 juin 2018, l'actif total de la Société s'établissait à 5 577 M$, le passif total à 4 532 M$, y compris la dette à long terme de 3 589 M$, et les capitaux propres à 1 045 M$. Également, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 1,54:1,00 (0,90:1,00 au 31 décembre 2017). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 232,6 M$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 48,0 M$ et des comptes de réserve de 52,3 M$. Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant la période de six mois close le 30 juin 2018 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif depuis le début de l'exercice

- Une augmentation des immobilisations corporelles de 458,5 M$, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en 2018 et de l'incidence du taux de change sur les immobilisations corporelles en France, partiellement contrebalancée par l'amortissement pour la période;
- Une augmentation des participations dans des coentreprises et des entreprises associées de 443,9 M$, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en 2018, qui a inclus huit coentreprises et entreprises associées;
- Une augmentation des immobilisations incorporelles de 186,4 M$, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en 2018 et de l'incidence du taux de change sur les immobilisations incorporelles en France, partiellement contrebalancées par l'amortissement;
- Une augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 170,7 M$, en raison principalement des prélèvements effectués sur les facilités de crédit rotatif, le 28 juin 2018, afin de transférer une somme de 131,6 M$ (100 M$ US) à notre filiale chilienne pour qu'elle puisse conclure le partenariat avec Energía Llaima, ce qui a eu lieu le 3 juillet, et l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco, le 5 juilllet, et de l'acquisition d'Alterra en 2018.

Éléments du fonds de roulement

Au 30 juin 2018, le fonds de roulement était positif de 130,3 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,54:1,00 (au 31 décembre 2017, le fonds de roulement était négatif de 25,2 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,90:1,00). L'augmentation du ratio du fonds de roulement est attribuable à l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et à la diminution de la tranche à court terme de la dette à long terme et de la composante passif des instruments financiers dérivés, partiellement contrebalancées par la diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, la hausse des créditeurs et la baisse des débiteurs.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Au 30 juin 2018, sur les 700,0 M$ à sa disposition, la Société avait prélevé 253,6 M$ et 113,9 M$ US à titre d'avances de fonds, et 193,3 M$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 103,9 M$.

La *trésorerie et les équivalents de trésorerie* s'élevaient à 232,6 M$ au 30 juin 2018, comparativement à 61,9 M$ au 31 décembre 2017. L'augmentation découle principalement des prélèvements effectués sur les facilités de crédit rotatif, le 28 juin 2018, afin de transférer une somme de 131,6 M$ (100 M$ US) à notre filiale chilienne pour qu'elle puisse conclure le partenariat avec Energía Llaima, ce qui a eu lieu le 3 juillet, et l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco, le 5 juilllet.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 48,0 M$ au 30 juin 2018, comparativement à 58,7 M$ au 31 décembre 2017. La diminution découle principalement des sommes utilisées aux fins du paiement des frais restants relatifs à la construction des installations Upper Lilllooet River, Boulder Creek et Mesgi'g Ugju's'n, ce qui a été contrebalancé en partie par des liquidités soumises à restriction accumulées aux fins du paiement des frais restants relatifs à la construction des installations Rougemont 1-2, Vaite, Plan Fleury et Les Renardières et des liquidités soumises à restrictions liées à une subvention que HS Orka administre et à laquelle elle participe, qui a été reçue et qui doit être distribuée aux partenaires.

Les *débiteurs* ont diminué, passant de 87,5 M$ au 31 décembre 2017 à 79,4 M$ au 30 juin 2018, en raison principalement du remboursement des taxes à la consommation pour les installations Plan Fleury, Les Renardières et Theil-Rabier et d'une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par les débiteurs acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra.

Les *fournisseurs et autres créditeurs* ont augmenté, passant de 91,0 M$ au 31 décembre 2017 à 104,4 M$ au 30 juin 2018, en raison principalement des créditeurs acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, partiellement contrebalancés par le paiement des coûts de construction liés aux installations Upper Lillooet River, Boulder Creek, Rougemont 1-2 et Vaite.

La *composante passif des instruments financers dérivés* a diminué, passant de 22,7 M$ au 31 décembre 2017 à 16,2 M$ au 30 juin 2018, en raison principalement d'une variation favorable de la tranche à court terme des swaps de taux de change entre le dollar canadien et l'euro, d'une variation positive des swaps de taux d'intérêt découlant de l'amortissement et d'une variation positive de la tranche à court terme de la composante passif des dérivés incorporés liée à HS Orka, facteurs partiellement contrebalancés par l'acquisition d'Alterra.

La *tranche à court terme de la dette à long terme* s'établissait à 93,1 M$ au 30 juin 2018, comparativement à 109,9 M$ au 31 décembre 2017. La diminution découle principalement du remboursement des prêts consacrés aux taxes à la consommation recouvrables auprès du gouvernement pour les parcs éoliens Theil-Rabier, Plan Fleury et Les Renardières, partiellement contrebalancé par l'ajout d'Alterra.

Comptes de réserve

Les *comptes de réserve* se composent de la réserve hydrologique/éolienne, établie à la mise en service commerciale d'une installation pour compenser la variabilité des flux de trésorerie liée aux fluctuations des régimes hydrologique ou éolien et à d'autres événements imprévisibles, et de la réserve pour réparations majeures, établie afin d'assurer le financement préalable de réparations majeures qui peuvent être nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société. Les comptes de réserve à long terme de la Société s'élevaient à 52,3 M$ au 30 juin 2018, comparativement à 50,0 M$ au 31 décembre 2017. La légère augmentation est principalement attribuable aux investissements obligatoires effectués au cours de la période.

La disponibilité des fonds des comptes de la réserve hydrologique/éolienne et de la réserve pour réparations majeures est limitée par les conventions de crédit.

La Société possède également des comptes de réserve pour le démantèlement des parcs éoliens français à la fin de leur durée d'utilité. Les comptes de réserve à long terme pour le démantèlement s'élevaient à 0,3 M$ au 30 juin 2018.

Immobilisations corporelles

Les *immobilisations corporelles* sont principalement des installations hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales géothermiques et un parc solaire qui sont en exploitation ou en construction. Au 30 juin 2018, la Société possédait des immobilisations corporelles de 3 647 M$, comparativement à 3 188 M$ au 31 décembre 2017. L'augmentation découle principalement de l'acquisition d'Alterra en 2018 et de l'incidence du taux de change sur les immobilisations corporelles en France, partiellement contrebalancées par l'amortissement pour la période.

Immobilisations incorporelles

Les *immobilisations incorporelles* comprennent différents contrats d'achat d'électricité, permis et licences. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 840,5 M$ au 30 juin 2018, comparativement à 654,1 M$ au 31 décembre 2017. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra en 2018, partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Frais de développement de projets

Les *frais de développement de projets* font référence aux coûts engagés pour faire l'acquisition de projets potentiels et mettre en valeur des emplacements pour des centrales hydroélectriques et géothermiques, des parcs éoliens et des installations solaires. Au 30 juin 2018, les frais de développement de projets de la Société se chiffraient à 41,7 M$, comparativement à néant au 31 décembre 2017. L'augmentation est attribuable à l'acquisition d'Alterra en 2018.

Participations dans des coentreprises et des entreprises associées

Les *participations dans des coentreprises et des entreprises associées* sont initialement comptabilisées au coût, puis sont ajustées pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net et les autres éléments du résultat global des coentreprises et des entreprises associées. Au 30 juin 2018, la Société avait des participations de 455,0 M$ dans des coentreprises et des entreprises associées, comparativement à 11,0 M$ au 31 décembre 2017. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra en 2018, qui incluait huit coentreprises et projets associés.

Goodwill

Le *goodwill* consiste en l'excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur globale de l'actif net acquis. La Société a comptabilisé un goodwill de 99,1 M$ au 30 juin 2018, comparativement à un goodwill de 38,6 M$ au 31 décembre 2017. L'augmentation est attribuable à l'acquisition d'Alterra.

Passif et capitaux propres

Instruments financiers dérivés et gestion des risques
La Société utilise des instruments financiers dérivés (« dérivés ») pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et son exposition aux fluctuations du taux de change pour le rapatriement futur des flux de trésorerie de ses activités en France. La Société ne détient ni n'émet de dérivés à des fins de spéculation. Les dérivés comprennent également les dérivés incorporés comme ceux qui sont inclus dans les deux CAÉ à HS Orka pour les prix de l'aluminium.

Les swaps de taux d'intérêt permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt variables sur la dette réelle, qui s'établissaient à 925,1 M$ au 30 juin 2018.

Les contrats de change à terme permettent à la Société de couvrir son exposition au taux de change de ses investissements en France, qui s'établissaient à 570,2 M$ au 30 juin 2018.

Dans l'ensemble, les dérivés avaient une valeur négative nette de 98,2 M$ au 30 juin 2018 (valeur négative nette de 62,3 M$ au 31 décembre 2017). Cette augmentation de la valeur négative est principalement attribuable à la valeur négative des dérivés acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, tandis que l'augmentation de la valeur négative pour le trimestre s'explique principalement par une variation défavorable des swaps de taux de change entre le dollar canadien et l'euro et une diminution des prix futurs de l'aluminium affectant la valeur des dérivés incorporés liés à deux CAÉ à HS Orka, partiellement contrebalancées par une variation positive des swaps de taux d'intérêt.

Dette à long terme
Au 30 juin 2018, la dette à long terme s'établissait à 3 589 M$ (3 157 M$ au 31 décembre 2017). Cette augmentation de 431,7 M$ découle principalement de l'emprunt à terme non garanti subordonné de 150 M$ d'une durée de cinq ans contracté en février pour financer la partie en espèces de l'acquisition d'Alterra, du prélèvement d'une somme de 132 M$ sur les facilités de crédit rotatif pour le partenariat conclu avec Energía Llaima et de l'acquisition de Duqueco au Chili et de l'ajout d'une dette à long terme d'Alterra, facteurs partiellement contrebalancés par les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.

Le 6 février 2018, la Société a augmenté ses facilités de crédit rotatif de 225 M$, à 700 M$, et ajouté un nouveau prêteur au syndicat de prêteurs. Cette augmentation vise à permettre à la Société de poursuivre le développement et la construction de son portefeuille. L'échéance des facilités de crédit rotatif demeure décembre 2022.

Au 30 juin 2018, 93 % de l'encours de la dette de la Société, y compris les débentures convertibles, était à taux fixe ou était couverte contre les fluctuations des taux d'intérêt (94 % au 31 décembre 2017).

Depuis le début de l'exercice 2018, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions matérielles financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté, CAÉ et contrats de couverture énergétique. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté, CAÉ ou contrats de couverture énergétique conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

Autres passifs
Les *autres passifs*, y compris les montants présentés dans les passifs courants, se composent des contreparties conditionnelles, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, des obligations au titre des prestations de retraite, des contrats inférieurs aux prix du marché, de divers passifs liés aux droits de propriété futurs détenus par les Premières Nations et des intérêts payables au titre de la débenture d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. Au 30 juin 2018, les autres passifs s'établissaient à 131,0 M$ (80,0 M$ en 2017). L'augmentation est principalement attribuable à l'ajout d'Alterra, qui comprenait une obligation au titre des prestations de retraite de 28,1 M$ pour HS Orka, un montant de 19,0 M$ lié à des contrats inférieurs aux prix du marché et un montant de 2,2 M$ lié aux intérêts à payer sur la débenture d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.

À la suite de l'acquisition de HS Orka, les contrats de vente d'électricité à long terme de HS Orka en vigueur au moment de l'acquisition ont été comptabilisés à la juste valeur en comparant les prix contractuels aux prix du marché. Les prix contractuels étaient inférieurs aux prix du marché. Par conséquent, les contrats préexistants ont été considérés comme étant inférieurs aux prix du marché et un passif a été comptabilisé à la juste valeur dans la répartition du prix d'achat pour HS Orka. La Société amortit la juste valeur des contrats de vente inférieurs aux prix du marché sur la durée restante du contrat et comptabilise le montant dans les autres charges, montant net.

Débentures convertibles
Au cours du deuxième trimestre, la Société a réalisé le placement par voie de prise ferme de débentures subordonnées non garanties convertibles d'Innergex. La Société a émis des débentures d'un capital global de 150 M$ au prix de 1 000 $ la débenture, portant intérêt au taux de 4,75 % par année, payable semestriellement le 30 juin et le 31 décembre de chaque année, à compter du 31 décembre 2018. Les débentures seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex au prix de conversion de 20,00 $ l'action, soit un taux de conversion de 50 actions ordinaires par tranche de 1 000 $ de capital de débentures. Les débentures arriveront à échéance le 30 juin 2025. Elles ne seront pas rachetables avant le 30 juin 2021. À partir du 30 juin 2021 et avant le 30 juin 2023, Innergex peut racheter les débentures à la valeur nominale, plus l'intérêt couru et impayé, dans certaines circonstances. À partir du 30 juin 2023, Innergex peut racheter les débentures au pair, plus l'intérêt couru et impayé. Le produit net du placement a été affecté à la réduction des prélèvements effectués aux termes de la facilité de crédit à terme rotatif de la Société, dont les fonds ont été dès lors disponibles, au besoin, au financement d'éventuels projets d'acquisitions et de développement et pour les besoins généraux de l'entreprise.

Au 30 juin 2018, la composante passif des débentures convertibles s'élevait à 237,2 M$ et la composante capitaux propres, à 4,0 M$ (96,2 M$ et 1,9 M$ au 31 décembre 2017).

Les débentures convertibles sont subordonnées à l'ensemble de la dette de la Société.

Capitaux propres
Au 30 juin 2018, les capitaux propres de la Société totalisaient 1 045,3 M$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 334,2 M$, comparativement à 456,1 M$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 14,9 M$, au 31 décembre 2017. L'augmentation de 589,1 M$ du total des capitaux propres découle essentiellement de l'émission de 330,6 M$ d'actions au titre de l'acquisition d'Alterra, de l'augmentation de 319,3 M$ des participations ne donnant pas le contrôle, dont un montant de 296,5 M$ était attribuable à l'acquisition d'Alterra, et de la comptabilisation d'autres éléments du résultat global de 17,6 M$, partiellement contrebalancés par des dividendes de 48,0 M$ déclarés sur les actions privilégiées et ordinaires, un paiement de 9,5 M$ au titre du rachat d'actions ordinaires et la comptabilisation d'un bénéfice net de 2,2 M$.

Une résolution spéciale visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution ne soit versé aux actionnaires, a été adoptée le 15 mai 2018. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

Éventualités
En février 2016, HS Orka a fait parvenir une lettre d'avocat à HS Veitur hf pour lui demander le paiement de la totalité de la créance à long terme liée au passif partagé au titre des prestations de retraite. Une réclamation de 9,9 M$ a été présentée et est incluse dans les débiteurs dans le bilan. Cette demande faisait suite à la réception d'un avis de résiliation d'une entente concernant le paiement des prestations de retraite envoyé par HS Veitur le 31 décembre 2015. Les deux entreprises avaient conclu une entente en 2011 quant à la quote-part d'HS Veitur, et HS Orka estime que sa demande, fondée sur cette entente, est entièrement justifiée. Les négociations n'ont pas permis de régler l'affaire. Les procédures judiciaires se sont déroulées en mars 2018. Le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur d'HS Orka. HS Veitur a déposé une demande d'appel auprès de la Cour d'appel, qui est un tribunal de deuxième instance.

Arrangements hors bilan
Au 30 juin 2018, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 271,6 M$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 194,7 M$ ont été émis en vertu de ses facilités de crédit rotatif. Les lettres de crédit ont été émises en guise de garantie de paiement pour le projet solaire Phoebe et pour l'acquisition de l'entreprise chilienne. Elles auraient pu également être émises sur une base temporaire pendant la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, récemment achevée ou pour des projets en exploitation. Finalement, les lettres auraient pu être émises en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 53,6 M$ en vue principalement de garantir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France. Les garanties de société ont également servi à soutenir la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, les activités d'après-mise en service de l'installation de Mesgi'g Ugju's'n, le projet en développement de Foard City et le projet potentiel de Boswell Spring.

Les investisseurs participant au partage fiscal dans les projets aux États-Unis exigent généralement des garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Kokomo, Spartan, Flat Top et Phoebe, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé des garanties sur le financement de ces investissements pour indemniser les investisseurs en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives ou de tout autre événement. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des éléments qui relèvent essentiellement de son contrôle et dont la survenue est très peu probable. En ce qui a trait au projet de Phoebe, Alterra a fourni une garantie aux prêteurs en ce qui a trait aux paiements se rapportant au service de la dette qui ne deviennent exigibles que dans le cas peu probable où les investisseurs participant au partage fiscal décident de se prévaloir des indemnités prévues par les garanties.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution[1]	Périodes de 12 mois closes les 30 juin	
	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	239 622	88 464
Ajouter (déduire) les éléments suivants :		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(42 810)	46 837
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(7 569)	(2 514)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(82 700)	(45 399)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	(19 217)	(8 496)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	10 963	2 938
Profit réalisé sur instruments financiers dérivés	(828)	—
Flux de trésorerie disponibles	91 519	75 888
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	80 877	70 383
Ratio de distribution	88 %	93 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces[3]	72 877	64 661
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	80 %	85 %

1. Les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
2. La portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.
3. Il s'agit des dividendes déclarés sur les actions ordinaires en circulation qui n'étaient pas enregistrées en vertu du RRD au moment de la déclaration; les dividendes déclarés sur les actions ordinaires enregistrées en vertu du RRD ont été payés sous forme d'actions ordinaires.

Flux de trésorerie disponibles

Pour évaluer ses résultats d'exploitation, la Société utilise comme indicateur de rendement clé les flux de trésorerie disponibles aux fins de distribution aux actionnaires ordinaires et de réinvestissement pour financer sa croissance. Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas une mesure reconnue selon les IFRS; la Société les calcule comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, les remboursements prévus de capital sur la dette et les dividendes déclarés sur actions privilégiées. Elle soustrait également la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que cette distribution peut ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle les flux de trésorerie disponibles sont générés. La Société tient compte d'autres éléments qui correspondent aux entrées ou aux sorties de trésorerie non représentatives de sa capacité de génération de trésorerie à long terme. Ces ajustements comprennent la réintégration des coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (financés au moment de l'acquisition) et la réintégration des pertes réalisées ou la déduction des profits réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets avant que cette dette ne soit contractée ou le taux de change sur les achats d'équipement.

Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2018, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 91,5 M$, comparativement à 75,9 M$ pour la période correspondante l'an dernier. L'augmentation des flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et à des ajustements plus élevés en raison de coûts de transaction supérieurs liés aux acquisitions réalisées, partiellement contrebalancés par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette, la hausse des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle et l'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession.

Ratio de distribution

Le ratio de distribution représente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles. La Société croit qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance.

Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2018, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 88 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 93 % pour la même période l'an dernier. Cet impact positif est en grande partie attribuable à la mise en service récente des installations Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek qui ont généré une augmentation des flux de trésorerie disponibles, en partie contrebalancée par les paiements de dividendes plus élevés en raison de l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions en vertu de l'acquisition d'Alterra, de l'augmentation du dividende trimestriel et de l'émission d'actions additionnelles à la suite de l'exercice d'options sur actions et de l'émission d'actions au titre du RRD.

Le ratio de distribution tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses Projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement internes potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction. Pour la période de douze mois close le 30 juin 2018, la Société a engagé des charges liées aux projets potentiels de 16,5 M$, comparativement à 10,4 M$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 59 % est surtout attribuable aux activités menées pour soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, à l'exploration des débouchés offerts sur les nouveaux marchés internationaux, tels que les États-Unis, la France et le Chili, aux appels d'offres et aux déclarations d'intérêt futurs dans les provinces canadiennes ainsi qu'à la progression de plusieurs projets potentiels. Sans tenir compte de ces charges discrétionnaires, le ratio de distribution de la Société aurait été inférieur d'environ 13 % pour la période de douze mois close le 30 juin 2018 et d'environ 11 % pour la période correspondante précédente.

De plus, la Société ne prévoit pas devoir recourir à des capitaux propres supplémentaires pour achever ses projets Brúarvirkjun et Phoebe qui sont en construction, compte tenu des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation prévus, du financement lié à ce projet qui a été obtenu et des capitaux propres supplémentaires provenant du RRD. En ce qui a trait à l'acquisition d'une participation dans les cinq parcs éoliens Cartier et les entités d'exploitation, la Société prévoit céder une participation minoritaire dans les parcs éoliens et d'autres actifs choisis ou des parties des actifs existants pour rembourser une facilité de crédit à terme d'un an de 240 M$ contractée pour payer une partie de la transaction.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 juin 2018, et exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, la Société avait des participations dans 29 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France, une centrale hydroélectrique aux États-Unis et deux centrales géothermiques en Islande. La Société est active dans quatre secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits				
Canada	106 544	99 865	174 975	164 354
France	15 860	8 845	48 079	18 325
Islande	25 578	—	41 995	—
États-Unis	1 559	820	2 373	1 377
	149 541	109 530	267 422	184 056

	Aux	
	30 juin 2018	31 décembre 2017
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé		
Canada	3 092 679	2 977 859
France	966 484	973 740
Islande	847 827	—
États-Unis	250 722	7 052
	5 157 712	3 958 651

Canada

Produits en hausse de 7 %, à 106,5 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Produits en hausse de 6 %, à 175,0 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

L'augmentation des produits pour les périodes de trois mois et de six mois est attribuable principalement à la hausse de la production des installations Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek. Outre cette hausse de la production, l'augmentation pour la période de six mois s'explique également par la contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien.

Pour la période close le 30 juin 2018, l'augmentation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, découle principalement de l'acquisition d'Alterra, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

France

Produits en hausse de 79 %, à 15,9 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Produits en hausse de 162 %, à 48,1 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

L'augmentation des produits pour les périodes de trois mois et de six mois est attribuable principalement à la hausse de la production dans les parcs éoliens. Outre cette hausse de la production, l'augmentation pour la période de six mois est également attribuable aux acquisitions effectuées en février, mai et août 2017.

Pour la période close le 30 juin 2018, la variation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé en France, découle de l'incidence du taux de change, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Islande
Produits de 25,6 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Produits de 42,0 M$ pour la période de six mois close le 30 juin 2018

L'augmentation des produits et des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé, découle de l'acquisition, en février 2018, de deux centrales géothermiques dans le cadre de l'acquisition d'Alterra.

États-Unis
Produits en hausse de 90 %, à 1,6 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Produits en hausse de 72 %, à 2,4 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

L'augmentation des produits pour les périodes de trois mois et de six mois s'explique principalement par la hausse de la production à la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend.

L'augmentation des actifs non courants pour la période close le 30 juin 2018 est surtout attribuable à l'acquisition d'Alterra, qui détient des participations dans plusieurs coentreprises et entreprises associées non consolidées établies aux États-Unis.

Secteurs opérationnels

Au 30 juin 2018, la Société comptait cinq secteurs opérationnels : la production hydroélectrique, la production éolienne, la production géothermique, la production solaire et l'aménagement des emplacements.

La Société, par l'entremise des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne, de la production géothermique et de la production solaire, vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et solaires principalement à des sociétés de services publics et à d'autres contreparties solvables. Par l'entremise du secteur de l'aménagement des emplacements, Innergex analyse les emplacements potentiels et aménage les installations hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables » des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. La Société évalue le rendement en fonction du BAIIA ajusté et comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à ceux de la production hydroélectrique, de la production éolienne, de la production géothermique ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

Les secteurs opérationnels de la Société exercent leurs activités en faisant appel à différentes équipes, car chaque secteur nécessite des compétences distinctes.

	SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
	Hydroélectrique	Éolien	Géothermique	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Trois mois clos le 30 juin 2018						
Production (MWh)	1 074 772	413 073	321 580	13 896	—	1 823 321
Produits	76 014	42 113	25 578	5 836	—	149 541
Charges :						
Exploitation	14 103	7 503	15 704	140	—	37 450
Frais généraux et administratifs	3 299	2 677	2 883	40	—	8 899
Projets potentiels	—	—	—	—	4 065	4 065
BAIIA ajusté[1]	58 612	31 933	6 991	5 656	(4 065)	99 127
Trois mois clos le 30 juin 2017						
Production (MWh)	1 002 773	304 101	—	12 356	3 551	1 322 781
Produits	74 177	29 777	—	5 190	386	109 530
Charges :						
Exploitation	10 742	6 117	—	170	186	17 215
Frais généraux et administratifs	2 744	1 939	—	33	41	4 757
Projets potentiels	—	—	—	—	1 638	1 638
BAIIA ajusté[1]	60 691	21 721	—	4 987	(1 479)	85 920

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

	SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
	Hydroélectrique	Éolien	Géothermique	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Six mois clos le 30 juin 2018						
Production (MWh)	1 415 242	1 006 763	517 217	20 444		2 959 666
Produits	110 677	106 163	41 995	8 587	—	267 422
Charges :						
Exploitation	23 958	14 932	24 223	309	—	63 422
Frais généraux et administratifs	5 956	5 298	5 228	75	—	16 557
Projets potentiels	—	—	—	—	8 973	8 973
BAIIA ajusté[1]	80 763	85 933	12 544	8 203	(8 973)	178 470
Six mois clos le 30 juin 2017						
Production (MWh)	1 335 241	686 102	—	20 159	3 551	2 045 053
Produits	108 535	66 669	—	8 466	386	184 056
Charges :						
Exploitation	21 481	11 292	—	345	186	33 304
Frais généraux et administratifs	5 510	3 360	—	88	377	9 335
Projets potentiels	—	—	—	—	4 556	4 556
BAIIA ajusté[1]	81 544	52 017	—	8 033	(4 733)	136 861

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

	SITUATION FINANCIÈRE					
	Hydroélectrique	Éolien	Géothermique	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Au 30 juin 2018						
Goodwill	15 180	40 873	42 762	303	5	99 123
Total de l'actif	2 608 434	1 880 377	902 954	108 062	77 581	5 577 408
Total du passif	2 255 092	1 618 594	452 996	113 727	91 728	4 532 137
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	1 192	251	10 137	132	5 396	17 108
Au 31 décembre 2017 (montants retraités[1])						
Goodwill	8 269	30 311	—	—	—	38 580
Total de l'actif	2 425 646	1 651 537	—	101 449	11 824	4 190 456
Total du passif	2 093 158	1 515 468	—	99 902	25 803	3 734 331
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	18 804	352 968	—	12	185 884	557 668

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

Secteur de la production hydroélectrique

Produits en hausse de 2 %, à 76,0 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Produits en hausse de 2 %, à 110,7 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, ce secteur a produit 101 % de la PMLT, comparativement à 95 % de la PMLT pour la même période l'an dernier. La hausse du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable à une augmentation de la production dans les installations de la Colombie-Britannique et des États-Unis comparativement à l'année précédente.

La légère augmentation des produits par rapport à l'exercice précédent est attribuable principalement à l'apport des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, qui ont été mises en service en mars et mai 2017, partiellement contrebalancé par une diminution de la production dans les installations du Québec. L'augmentation des charges au cours de la période s'explique principalement par les difficultés liées aux activités d'après-mise en service de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River que la Société s'emploie à résoudre.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2018, ce secteur a produit 99 % de la PMLT, comparativement à 94 % de la PMLT pour la même période l'an dernier. La hausse du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable à une augmentation de la production dans les installations de la Colombie-Britannique et des États-Unis comparativement à l'année précédente.

La légère augmentation des produits par rapport à l'exercice précédent est attribuable principalement à l'apport des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, qui ont été mises en service en mars et mai 2017, et à la hausse de la production dans les centrales Ashlu Creek et Horseshoe Bend, partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans les installations de St-Paulin et de Tretheway. L'augmentation des charges au cours de la période s'explique principalement par la mise en service des installations Upper Lillooet River et Boulder Creek. En 2017, un paiement d'un montant total de 3,3 M$ a été comptabilisé au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 pour Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River, qui ont été cotisés de nouveau à la suite de la décision prise par le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des taux de location plus élevés en fonction de la production combinée des installations, plutôt que d'appliquer des taux inférieurs pour chaque installation selon leur production prise individuellement, comme cela était le cas auparavant. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau pour ces installations sont payés aux taux de location plus élevés. Une tranche de 49,99 % du paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau est attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2017, en raison principalement de l'acquisition, en février 2018, d'Alterra, qui détient des participations dans plusieurs coentreprises et entreprises associées, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2017, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en février 2018, partiellement contrebalancé par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production éolienne
Produits en hausse de 41 %, à 42,1 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Produits en hausse de 59 %, à 106,2 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, ce secteur a produit 96 % de la PMLT, comparativement à 84 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. L'augmentation du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable aux régimes éoliens supérieurs à la moyenne au Québec, partiellement contrebalancés par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne et des pannes occasionnées par des travaux d'entretien en France.

Les produits ont augmenté en raison principalement de la hausse de la production à l'installation de Mesgi'g Ugju's'n et des parcs éoliens francais et à l'apport des parcs éoliens acquis en 2017.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2018, ce secteur a produit 97 % de la PMLT, comparativement à 84 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. L'augmentation du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable à une amélioration des régimes éoliens en France et au Québec, comparativement à l'an dernier.

Les produits ont augmenté en raison principalement de l'apport des parcs éoliens acquis en France en 2017, à une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien et à la hausse de la production de l'installation de Mesgi'g Ugju's'n et dans tous les parcs éoliens en France.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra, qui détenait une participation dans plusieurs coentreprises et entreprises associées, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra, qui détenait une participation dans plusieurs coentreprises et entreprises associées, partiellement contrebalancée par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production géothermique
Produits de 25,6 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Produits de 42,0 M$ pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, ce segment a produit 101 % et 100 % de la PMLT.

L'augmentation des produits découle de l'acquisition de deux centrales géothermiques en février 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'ajout de deux centrales géothermiques acquises en février 2018, partiellement contrebalancé par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'ajout de deux centrales géothermiques acquises en février 2018, partiellement contrebalancé par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production solaire
Produits en hausse de 12 %, à 5,8 M$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Produits en hausse de 1 %, à 8,6 M$, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, ce secteur qui comprend un parc solaire en Ontario a produit 114 % de la PMLT, comparativement à 101 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. L'augmentation du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable à un régime solaire supérieur à la moyenne au cours du trimestre.

L'augmentation des produits est attribuable à une hausse de la production par rapport à l'an dernier.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2018, ce secteur a produit 106 % de la PMLT, comparativement à 104 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. L'augmentation des produits s'explique par une production plus élevée que celle de l'an dernier.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra qui détenait une participation dans les coentreprises et entreprises associées de Spartan et de Kokomo, ce qui a été partiellement contrebalancé par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra qui détenait une participation dans les coentreprises et entreprises associées de Spartan et de Kokomo, ce qui a été partiellement contrebalancé par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de l'aménagement des emplacements

Charges de 4,1 M$, en hausse de 118 %, pour la période de trois mois close le 30 juin 2018
Charges de 9,0 M$, en hausse de 75 %, pour la période de six mois close le 30 juin 2018

L'augmentation des charges pour les périodes de trois mois et de six mois est principalement attribuable à des investissements effectués pour explorer des occasions de croissance et à l'ajout des projets potentiels d'Alterra.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 découle principalement des projets en développement acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2017 est attribuable principalement à la dette levée pour acquérir des projets en développement dans le cadre de l'acquisition d'Alterra.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

montants retraités[2]	Périodes de trois mois closes le			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017
Production (MWh)	1 823 321	1 136 345	1 106 060	1 243 099
Produits	149,5	117,9	108,0	108,2
BAIIA ajusté[1]	99,1	79,3	80,1	81,8
Profit net réalisé et latent (perte nette réalisée et latente) sur instruments financiers	12,8	(11,3)	(1,4)	(1,0)
Bénéfice net (perte nette)	16,8	(14,6)	3,4	4,2
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	13,3	(6,6)	7,0	5,7
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué)	0,09	(0,07)	0,05	0,04
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,5	1,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	22,5	22,5	17,9	17,9
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - $/action	0,170	0,170	0,165	0,165

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à des mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.
2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ». Seuls les montants de 2017 ont été retraités.

montants retraités[2]	Périodes de trois mois closes le			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016
Production (MWh)	1 322 781	722 273	848 967	831 840
Produits	109,5	74,5	73,3	69,3
BAIIA ajusté[1]	85,9	50,9	50,3	51,2
(Perte nette réalisée et latente) profit net réalisé et latent sur instruments financiers	(0,5)	5,1	2,2	(1,3)
Bénéfice net (perte nette)	13,9	(2,5)	8,8	0,4
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	14,4	2,3	9,8	3,4
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué)	0,12	0,01	0,08	0,02
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,5	1,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,9	17,9	17,3	17,3
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - $/action	0,165	0,165	0,160	0,160

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à des mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.
2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ». Seuls les montants de 2017 ont été retraités.

La comparaison des résultats des plus récents trimestres illustre la saisonnalité qui est propre aux actifs de la Société : la production d'électricité, les produits et le BAIIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 48 % de la PMLT consolidée annualisée de la Société, la saisonnalité s'explique par les débits d'eau qui sont habituellement à leur maximum lors du deuxième trimestre en raison de la période de fonte des neiges et à leur niveau le plus bas lors du premier trimestre en raison des températures froides qui limitent les précipitations sous forme de pluie. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. Les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre, tandis que l'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver. La production géothermique est relativement stable au cours de l'année,

Le lecteur s'attendrait à ce que le résultat net reflète cette saisonnalité propre aux installations hydroélectriques, aux parcs éoliens et aux parcs solaires. Toutefois, d'autres éléments peuvent influencer ces mesures, certains ayant un impact relativement stable d'un trimestre à un autre, d'autres étant plus variables. Pour la Société, les profits et pertes latents et réalisés sur instruments financiers découlant de l'augmentation ou de la diminution des taux d'intérêt de référence, les fluctuations de change et les fluctuations des prix de l'aluminium prévus représentent les éléments qui engendrent les fluctuations les plus importantes du résultat net. L'analyse historique du résultat net doit tenir compte de ces facteurs. Il est important de noter que les variations latentes de la valeur marchande des instruments financiers dérivés découlent des mouvements des taux d'intérêt et des taux de change et des variations de la valeur des dérivés incorporés liés à l'aluminium et n'ont pas d'incidence sur le BAIIA ajusté, les charges financières, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution de la Société.

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

Production d'électricité

	Périodes de trois mois closes les 30 juin					
	2018			2017		
	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)[1]	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)[1]	Production en % de la PMLT
Toba Montrose	247 465	230 117	108 %	—	—	—
Shannon	209 049	203 802	103 %	—	—	—
Flat Top	227 982	234 098	97 %	—	—	—
Dokie	71 750	63 365	113 %	—	—	—
Jimmie Creek	57 113	45 053	127 %	—	—	—
Umbata Falls	37 122	37 823	98 %	51 190	37 823	135 %
Viger-Denonville	17 578	15 450	114 %	14 576	15 450	94 %
Spartan	5 267	5 335	99 %	—	—	—
Kokomo	2 591	3 510	74 %	—	—	—

1. Correspond à 100 % de la production d'électricité et de la PMLT de la centrale.

	Périodes de six mois closes les 30 juin					
	2018			2017		
	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)[1]	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)[1]	Production en % de la PMLT
Toba Montrose [2]	251 231	240 412	105 %	—	—	—
Shannon [2]	330 793	321 239	103 %	—	—	—
Flat Top [3]	247 619	256 724	96 %	—	—	—
Dokie [2]	111 444	107 129	104 %	—	—	—
Jimmie Creek [2]	57 726	45 828	126 %	—	—	—
Umbata Falls	56 799	54 750	104 %	77 118	54 750	141 %
Viger-Denonville	39 961	35 750	112 %	35 004	35 750	98 %
Spartan [2]	6 940	7 270	95 %	—	—	—
Kokomo [2]	3 661	4 915	74 %	—	—	—

1. Correspond à 100 % de la production d'électricité et de la PMLT de la centrale.
2. Pour la période du 6 février 2018 au 30 juin 2018.
3. Pour la période du 23 mars 2018 au 30 juin 2018.

Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises d'Innergex[1]:				
Toba Montrose (40 %)	6 359	—	5 878	—
Shannon (50 %)[2]	569	—	1 328	—
Flat Top (51 %)[2 3]	925	—	903	—
Dokie (25,5 %)	1 275	—	2 242	—
Jimmie Creek (50,99 %)	1 828	—	1 656	—
Umbata Falls (49 %)	1 318	2 021	2 022	2 997
Viger-Denonville (50 %)	1 081	876	2 500	2 150
Spartan (100 %)[2]	577	—	745	—
Kokomo (90 %)[2]	193	—	273	—
	14 125	2 897	17 547	5 147

1. La quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
2. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon, Flat Top, Spartan et Kokomo; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.
3. Flat Top a été mis en service commercial le 23 mars 2018.

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous correspond aux montants indiqués dans les états financiers des coentreprises et des entreprises associées qui ont été préparés selon les IFRS.

Toba Montrose

La Société détient une participation avec droit de vote de 51 % et une participation économique de 40 % dans les centrales hydroélectriques East Toba et Montrose Creek (Toba Montrose). En 2046, la participation économique de la Société augmentera à 51 % sans autre contrepartie supplémentaire.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	19 747	20 316
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	3 850	5 620
BAIIA ajusté[1]	15 897	14 696
Charges financières	7 045	11 229
Autres produits, montant net	(124)	(187)
Amortissements	4 430	7 047
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(158)	(561)
Bénéfice net (perte nette)	4 704	(2 832)
Autres éléments du résultat global	923	(2 316)
Total du résultat global	5 627	(5 148)

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 juin 2018, la production s'est établie à 108 % et à 105 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau élevés, ce qui a donné lieu à une hausse du BAIIA ajusté pour les périodes.

La perte pour la période du 6 février 2018 au 30 juin 2018 s'explique principalement par les variations saisonnières de la production de Toba Montrose, dont seulement 36 % a été réalisée au cours du premier semestre de l'exercice (duquel 32 % a été réalisé d'avril à juin).

Pour la période du 6 février 2018 au 30 juin 2018, les autres éléments du résultat global sont attribuables aux variations des taux d'intérêt à terme liés aux swaps de taux d'intérêt.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	22 918
Actifs non courants	674 928
	697 846
Passifs courants	14 272
Passifs non courants	478 169
Capitaux propres des associés	205 405
	697 846

Toba Montrose utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt amortissable de 92,7 M$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Toba Montrose avait une valeur négative nette de 31,3 M$ au 30 juin 2018.

Shannon

La Société détient une participation de commanditaire de 50 % dans le parc éolien Shannon, la participation de commanditaire restante de 50 % et la participation au partage fiscal étant détenues par des tiers.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	3 542	6 555
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 404	3 899
BAIIA ajusté[1]	1 138	2 656
Charges financières	218	267
Autres produits, montant net	(816)	(784)
Amortissements	2 329	3 952
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	3 548	378
Perte nette	(4 141)	(1 157)
Autres éléments du résultat global	19 264	9 006
Total du résultat global	15 123	7 849
Perte nette attribuable aux :		
Commanditaires :		
Innergex	(1 455)	1 885
Autre commanditaire	(1 455)	1 885
Investisseurs participant au partage fiscal	(1 231)	(4 927)
	(4 141)	(1 157)
Total du résultat global attribuable aux :		
Commanditaires :		
Innergex	8 361	6 720
Autre commanditaire	8 361	6 720
Investisseurs participant au partage fiscal	(1 599)	(5 591)
	15 123	7 849
Distributions reçues des coentreprises par la Société	852	1 545

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 juin 2018, la production s'est établie à 103 % de la PMLT, en raison principalement des régimes éoliens supérieurs à la moyenne.

Le 29 juin 2015, Shannon a conclu un contrat de couverture énergétique à long terme pour la période s'échelonnant du 1er juin 2016 au 31 mai 2029. Le contrat de couverture énergétique confère le droit à Shannon de recevoir un prix fixe en dollars par MWh pour une quantité déterminée d'électricité. Shannon et le fournisseur de couverture procèdent au règlement sur la base du montant net mensuellement. Les autres éléments du résultat global sont uniquement composés de la partie efficace des variations de la juste valeur de la couverture énergétique. Shannon couvre environ 75 % de sa production et la couverture énergétique avait une valeur positive nette de 42,9 M$ au 30 juin 2018.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	6 212
Actifs non courants	376 408
	382 620
Passifs courants	12 016
Passifs non courants	11 784
Participation des commanditaires	131 443
Participation au partage fiscal	227 377
	382 620

La mise en œuvre d'un programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP ») constitue l'un des incitatifs les plus importants pour la production d'énergie renouvelable aux États-Unis. Aux termes de ce programme, les sociétés qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, y compris l'énergie éolienne, sont admissibles à des crédits d'impôt qui procurent un avantage fiscal pour chaque unité de production au cours des dix premières années de l'exploitation de la centrale (jusqu'en 2025 pour Shannon). Les investisseurs participant au partage fiscal dans Shannon se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP de Shannon et une partie de la trésorerie générée jusqu'à l'obtention d'un rendement après impôt sur l'investissement convenu à l'avance (le « point de basculement »). Après le point de basculement, une proportion de 5 % des distributions en trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera répartie entre les investisseurs participant au partage fiscal dans Shannon, et une proportion de 95 % de toutes les distributions en trésorerie et de tout le bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera attribuée aux commanditaires.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 juin 2018, le parc éolien a généré des CIP d'approximativement 6,5 M$ et d'approximativement 10,0 M$.

L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal et aux commanditaires est décrite dans le tableau ci-dessous. La répartition changera lorsque les investisseurs participant au partage fiscal atteindront leur rendement attendu.

	Investisseurs participant au partage fiscal	Commanditaires
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,0 %	1,0 %
Distributions en trésorerie	64,1 %	35,9 %

En raison des vents exceptionnellement faibles au parc éolien au cours de certaines périodes de 2016 et de 2017, la pondération des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal est plus élevée depuis le premier trimestre de 2017. Les distributions en trésorerie sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis le financement par des investisseurs participant au partage fiscal (14 décembre 2015), et la répartition entre les investisseurs participant au partage fiscal et les commanditaires est fondée sur des distributions cumulées.

Les investisseurs participant au partage fiscal dans les projets aux États-Unis exigent généralement des garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé des garanties sur le financement de ces investissements pour indemniser les investisseurs en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives ou de tout autre événement. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des éléments qui relèvent essentiellement de son contrôle et dont la survenance est très peu probable.

Flat Top

La Société détient une participation de commanditaire de 51 % dans le parc éolien Flat Top, la participation de commanditaire restante de 49 % et la participation fiscale étant détenues par des tiers. Le parc éolien a été mis en service commercial le 23 mars 2018.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018[1]
Produits	5 040	5 399
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	3 227	3 628
BAIIA ajusté[2]	1 813	1 771
Charges financières	48	48
Autres produits, montant net	(3)	(6)
Amortissements	3 329	3 536
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(53)	4 059
Perte nette	(1 508)	(5 866)
Autres éléments du résultat global	22 126	18 607
Total du résultat global	20 618	12 741
Perte nette attribuable aux :		
Commanditaires :		
Innergex	(3 200)	(2 153)
Autre commanditaire	(3 074)	(2 068)
Investisseurs participant au partage fiscal	4 766	(1 645)
	(1 508)	(5 866)
Total du résultat global attribuable aux :		
Commanditaires :		
Innergex	7 022	6 249
Autre commanditaire	6 747	6 004
Investisseurs participant au partage fiscal	6 849	488
	20 618	12 741
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	558	558

1. Flat Top a été mis en service commercial le 23 mars 2018.
2. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018 et la période du 23 mars 2018 au 30 juin 2018, la production s'est établie à 97 % et à 96 % de la PMLT en raison principalement des activités d'après-mise en service.

Le 24 mai 2017, Flat Top a conclu un contrat à long terme de couverture énergétique couvrant la période allant du 1er août 2018 au 31 juillet 2031. Le contrat de couverture énergétique confère le droit à la Société de recevoir un prix fixe en dollars par MWh pour une quantité déterminée d'électricité. Flat Top et le fournisseur de couverture procèdent au règlement sur la base du montant net mensuellement. Les autres éléments du résultat global sont uniquement composés de la partie efficace des variations de la juste valeur de la couverture énergétique. Flat Top couvre environ 81 % de sa production et la couverture énergétique avait une valeur positive nette de 24,3 M$ au 30 juin 2018.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	21 907
Actifs non courants	481 322
	503 229
Passifs courants	24 317
Passifs non courants	12 969
Participation des commanditaires	183 669
Participation au partage fiscal	282 274
	503 229

La mise en œuvre d'un programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP ») constitue l'un des incitatifs les plus importants pour la production d'énergie renouvelable aux États-Unis. Aux termes de ce programme, les sociétés qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, y compris l'énergie éolienne, sont admissibles à des crédits d'impôt qui procurent un avantage fiscal pour chaque unité de production au cours des dix premières années de l'exploitation de la centrale (jusqu'en 2028 pour Flat Top). Les investisseurs participant au partage fiscal dans Flat Top se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP de Flat Top et une partie de la trésorerie générée jusqu'à l'obtention d'un rendement après impôt sur l'investissement convenu à l'avance (le « point de basculement »). Après le point de basculement, une proportion de 5 % des distributions en trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera répartie entre les investisseurs participant au partage fiscal dans Flat Top, et une proportion de 95 % de toutes les distributions en trésorerie et de tout le bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera attribuée aux commanditaires.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018 et la période du 23 mars 2018 au 30 juin 2018, le parc éolien a généré des CIP d'approximativement 7,1 M$ et d'approximativement 7,7 M$.

La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal et aux commanditaires est décrite dans le tableau ci-dessous. La répartition changera lorsque les investisseurs participant au partage fiscal atteindront leur rendement attendu.

	Investisseurs participant au partage fiscal	Commanditaires
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,00 %	1,00 %
Distributions en trésorerie	21,97 %	78,03 %

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Afin d'appuyer la participation au partage fiscal dans Flat Top, Alterra, filiale d'Innergex, a consenti une garantie qui dédommage les investisseurs participant au partage fiscal en cas de certaines violations liées aux déclarations, aux garanties et aux clauses restrictives au niveau du projet et à d'autres événements. La Société est d'avis que les clauses de dédommagement couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

Dokie

La Société détient une participation de 25,5 % dans le parc éolien Dokie.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	7 039	12 115
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 038	3 321
BAIIA ajusté[1]	5 001	8 794
Charges financières	2 748	4 601
Autres produits, montant net	(30)	(75)
Amortissements	2 885	4 882
Perte nette et résultat global	(602)	(614)

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 juin 2018, la production s'est établie à 113 % et à 104 % de la PMLT, en raison principalement des régimes éoliens élevés au cours du deuxième trimestre, partiellement contrebalancés par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne pour la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	7 853
Actifs non courants	233 826
	241 679
Passifs courants	8 093
Passifs non courants	138 629
Capitaux propres des associés	94 957
	241 679

Jimmie Creek

La Société détient une participation de 50,99 % dans la centrale hydroélectrique Jimmie Creek.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	4 393	4 500
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	808	1 252
BAIIA ajusté[1]	3 585	3 248
Charges financières	2 356	3 935
Autres charges, montant net	122	102
Amortissements	1 214	2 023
Perte nette et résultat global	(107)	(2 812)

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 juin 2018, la production s'est établie à 127 % et à 126 % de la PMLT, en raison principalement de débits d'eau supérieurs à la moyenne.

La perte nette et le résultat global se rapportent principalement aux variations saisonnières de la production, dont seulement 28 % a été réalisée au cours du premier semestre de l'exercice (duquel 27 % a été réalisé d'avril à juin).

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	9 492
Actifs non courants	233 738
	243 230
Passifs courants	5 299
Passifs non courants	166 866
Capitaux propres des associés	71 065
	243 230

Umbata Falls

La Société détient une participation de 49 % dans la centrale hydroélectrique Umbata Falls.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits	2 910	4 358	4 591	6 566
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	220	234	464	450
BAIIA ajusté[1]	2 690	4 124	4 127	6 116
Charges financières	567	608	1 135	1 208
Autres produits, montant net	(22)	(9)	(39)	(17)
Amortissements	1 003	1 004	2 006	2 009
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(276)	(812)	(687)	(779)
Bénéfice net et résultat global	1 418	3 333	1 712	3 695
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	802	708	802	708

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, la production s'est établie à 98 % et à 104 % de la PMLT, en raison des débits d'eau moyens.

La diminution du BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018 est attribuable principalement à la baisse des niveaux de production et des produits par rapport aux mêmes périodes de l'an dernier et à la fin des subventions accordées aux termes du programme écoÉNERGIE en mai 2018.

Les diminutions du bénéfice net et du résultat global reflètent la baisse des produits.

Sommaire des états de la situation financière

	Aux	
	30 juin 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	3 422	3 550
Actifs non courants	58 675	60 658
	62 097	64 208
Passifs courants	2 745	3 512
Passifs non courants	39 505	40 924
Capitaux propres des associés	19 847	19 772
	62 097	64 208

Viger-Denonville

La Société détient une participation de 50 % dans le parc éolien Viger-Denonville.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits	2 644	2 185	6 010	5 247
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	482	433	1 010	947
BAIIA ajusté[1]	2 162	1 752	5 000	4 300
Charges financières	842	866	1 660	1 740
Autres produits, montant net	(18)	(9)	(34)	(17)
Amortissements	627	730	1 254	1 459
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(156)	(211)	(326)	(335)
Bénéfice net	867	376	2 446	1 453
Autres éléments du résultat global	109	646	343	518
Total du résultat global	976	1 022	2 789	1 971
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	425	263	1 088	553

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, la production s'est établie à 114 % et à 112 % de la PMLT, en raison principalement d'un régime éolien supérieur à la moyenne.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, l'augmentation du BAIIA ajusté, par rapport aux mêmes périodes de l'an dernier, est principalement attribuable à la hausse de la production.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, l'augmentation du bénéfice net, par rapport aux mêmes périodes de l'an dernier, est principalement attribuable à la hausse du BAIIA ajusté.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018, la diminution des autres éléments du résultat global est principalement attribuable à une baisse des profits nets latents sur instruments financiers.

Sommaire des états de la situation financière

	Aux	
	30 juin 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	2 596	3 005
Actifs non courants	52 400	53 812
	54 996	56 817
Passifs courants	4 048	4 355
Passifs non courants	47 792	49 920
Capitaux propres des associés	3 156	2 542
	54 996	56 817

Spartan

La Société détient 100 % de la participation de commanditaire dans le parc solaire Spartan et ne détient aucune participation au partage fiscal, cette dernière étant détenue par un tiers.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	678	887
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	101	142
BAIIA ajusté[1]	577	745
Charges financières	220	330
Autres charges, montant net	113	142
Amortissements	339	567
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	—	(1)
Perte nette	(95)	(293)
Autres éléments du résultat global	99	359
Total du résultat global	4	66
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :		
Commanditaire	(165)	(195)
Investisseur participant au partage fiscal	70	(98)
	(95)	(293)
Total du résultat global attribuable aux :		
Commanditaire	(165)	(192)
Investisseur participant au partage fiscal	169	258
	4	66

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	1 028
Actifs non courants	27 557
	28 585
Passifs courants	704
Passifs non courants	12 178
Participation des commanditaires	3 017
Participation au partage fiscal	12 686
	28 585

Kokomo

La Société détient une participation de commanditaire de 90 % dans le parc solaire Kokomo, la participation de commanditaire restante de 10 % et la participation fiscale étant détenues par des tiers.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	273	388
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	59	85
BAIIA ajusté[1]	214	303
Charges financières	94	156
Autres charges, montant net	5	19
Amortissements	163	274
Perte nette	(48)	(146)
Autres éléments du résultat global	54	189
Total du résultat global	6	43
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :		
Commanditaires	(59)	(74)
Investisseurs participant au partage fiscal	11	(72)
	(48)	(146)
Total du résultat global attribuable aux :		
Commanditaires	(57)	(72)
Investisseur participant au partage fiscal	63	115
	6	43

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	139
Actifs non courants	12 803
	12 942
Passifs courants	533
Passifs non courants	5 174
Participation des commanditaires	2 171
Participation au partage fiscal	5 064
	12 942

Blue Lagoon

HS Orka détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon hf., qui exploite le spa géothermal Blue Lagoon, en Islande.

Rapprochement de la valeur comptable de la participation dans la société associée comptabilisée dans les états financiers consolidés :

	Au 30 juin 2018
Solde d'ouverture au 1er janvier 2018	—
Juste valeur provisoire aux termes de l'acquisition d'Alterra	141 135
Quote-part du résultat global	3 016
Distributions reçues	(7 557)
Écarts de change	(70)
Solde de clôture au 30 juin 2018	136 524

Engagement des coentreprises et des entreprises associées

Au 30 juin 2018, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements liés aux coentreprises et aux entreprises associées est la suivante :

Années	Production éolienne
2018	3 089
2019	7 101
2020	7 101
2021	7 101
2022	7 101
Par la suite	96 018
Total	127 511

FILIALES À MOINS DE 100 %

HS Orka hf (« HS Orka »)

La Société détient une participation de 53,9 % dans HS Orka, qui produit et vend de l'électricité à partir de deux centrales géothermiques situées en Islande, soit Reykjanes et Svartsengi.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global – HS Orka

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	25 578	41 995
BAIIA ajusté[1]	6 336	8 090
Bénéfice net[2]	6 060	3 222
Autres éléments du résultat global	(35 016)	1 789
Total du résultat global	(28 956)	5 011
Bénéfice net attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	3 266	1 736
Participations ne donnant pas le contrôle	2 794	1 486
	6 060	3 222
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(15 607)	2 701
Participations ne donnant pas le contrôle	(13 349)	2 310
	(28 956)	5 011

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
2. Les charges comprennent aussi les charges hors trésorerie telles que les amortissements totalisant 5,8 M$ et un profit net latent sur les instruments financiers lié aux dérivés incorporés totalisant 4,7 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2018. Les charges comprennent aussi les charges hors trésorerie telles que les amortissements totalisant 9,1 M$ et une perte nette latente sur instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 5,1 M$ pour la période de 145 jours close le 30 juin 2018.

Sommaire de l'état de la situation financière – HS Orka

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	30 124
Actifs non courants	847 826
	877 950
Passifs courants	31 835
Passifs non courants	203 353
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	346 449
Participations ne donnant pas le contrôle	296 313
	877 950

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées conclues dans le cours normal des activités sont évaluées à la juste valeur, soit le montant convenu entre les parties liées, à moins que des dispositions précises des IFRS exigent un traitement différent.

Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, les dettes suivantes ont été prises en charge : i) en 2011, Ross J. Beaty, président du conseil d'administration et actionnaire important d'Alterra, a conclu une facilité de crédit rotatif avec Alterra (« facilité de crédit »). La facilité de crédit avait une capacité d'emprunt de 20 M$ et mettait les fonds à la disposition d'Alterra, sur une base renouvelable à un taux d'intérêt de 8 % par année, composé et payable mensuellement. En outre, une commission d'engagement d'un montant de 0,75 % de la facilité de crédit, et des frais de retrait de 1,5 % des montants avancés, étaient payables au comptant. La facilité de crédit est venue à échéance le 31 mars 2018. Alterra avait emprunté 17,3 M$ en vertu de la facilité de crédit; et ii) en octobre 2016, Ross J. Beaty a prêté à Magma Energy Sweden A.B (une filiale d'Alterra) 35,7 M$ US par l'émission d'une obligation de cinq ans (« obligation »). L'obligation payait des intérêts à 8,5 % par an, avec des frais initiaux de 2 % du capital qui ont été payés à la clôture du financement. L'obligation était garantie par 15 % des actions en circulation dans HS Orka. Afin d'optimiser sa gestion de la trésorerie, la Société a remboursé la facilité de crédit et l'obligation au cours du premier trimestre.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées, le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e), les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion pour le rapprochement du BAIIA ajusté.

Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société.

Les références à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent les participations d'Innergex dans les capitaux propres ou les participations de commanditaire de ces coentreprises et entreprises associées, s'il y a lieu, du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées. Se reporter à la rubrique « Participation dans des coentreprises et des entreprises associées » du présent rapport de gestion pour le rapprochement du BAIIA ajusté proportionnel.

Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté proportionnel ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

Les références au « bénéfice net [(à la) perte nette] ajusté(e) » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : (profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers, (profit réalisé) perte réalisée sur instruments financiers, charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus, et quote-part (du profit net latent) de la perte nette latente sur les instruments financiers dérivés des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques, par exemple le risque de taux d'intérêt et le risque de change. La comptabilisation des dérivés selon les Normes internationales d'information financière exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de celle-ci soient inscrites au compte de résultat. L'application de cette norme comptable donne lieu à une volatilité importante des résultats découlant de l'utilisation des dérivés. Le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e) de la Société vise à éliminer l'incidence des règles de l'évaluation à la valeur de marché sur les instruments financiers dérivés sur les résultats de la Société. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance

d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e) ne doit pas être considéré (e) comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion pour le rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) ajusté(e).

Les références aux « flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » du présent rapport de gestion pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références au « ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles. Innergex est d'avis qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance.

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs à la production d'énergie de la Société, à ses projets potentiels, aux développements, à la construction et au financement fructueux (y compris le financement par des investisseurs participant au partage fiscal) des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, à la réalisation des acquisitions déjà annoncées (y compris les parcs éoliens Cartier), les sources de financement et les conséquences du financement de ces acquisitions (y compris la réalisation et le calendrier de la cession éventuelle d'actifs choisis et la participation des partenaires minoritaires dans les parcs éoliens Cartier), aux estimations des ressources d'énergie géothermique récupérables, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs, à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits et le BAIIA ajusté prévus et les coûts de projet estimés afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Hypothèses : L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, des ressources géothermiques, de la performance de ses installations en exploitation, de rendement des projets, de la conjoncture économique et financière, des conditions du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital et l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun, de l'obtention des approbations réglementaires et de la réalisation comme prévu de l'acquisition des parcs éoliens Cartier, y compris le financement de celle-ci.

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens, des

ressources géothermiques et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; fluctuation affectant les prix éventuels de l'énergie; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la défaillance de l'équipement ou les activités d'entretien et d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures; la possibilité que la Société ne déclare pas ni ne verse un dividende; la possibilité de responsabilités et d'obligations non divulguées liées à de l'acquisition d'Alterra; l'incapacité de réaliser les avantages prévus de l'acquisition d'Alterra et de l'acquisition des parcs éoliens Cartier; l'intégration de l'acquisition d'Alterra et de l'acquisition des parcs éoliens Cartier; des changements quant au soutien gouvernemental pour l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en équipement; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; les changements dans la conjoncture économique générale; les risques politiques et réglementaires; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les CAÉ; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transport (y compris la dépendance envers des tiers); les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les fluctuations du taux de change; l'augmentation des droits d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et solaires et de la production d'électricité connexe; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurances; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la société ou qui peut être abaissée; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; la possibilité de responsabilités et d'obligations non divulguées liées aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées et le fait que les produits provenant de la centrale Miller Creek vont fluctuer en raison du prix au comptant de l'électricité; risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et la disponibilité du financement par capitaux propres; conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; risques liés aux ressources géothermiques; risques liés aux prix de l'aluminium; événements géologiques, éboulements, avalanches ou autres événements en dehors du contrôle de la Société; réclamations défavorables sur les titres de propriété; responsabilités inconnues; dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle.

Il y a aussi des risques inhérents à la transaction Alterra, notamment des évaluations erronées de la valeur de l'autre entité. Rien ne garantit la réalisation des avantages stratégiques, opérationnels et financiers devant découler de la transaction Alterra.

Il y a aussi des risques inhérents à l'acquisition de la participation de TransCanada dans les cinq parcs éoliens Cartier, notamment des évaluations erronées de la valeur de l'entité, le défaut de satisfaire aux conditions de clôture, l'exercice de droits de résiliation par Innergex ou TransCanada, le défaut d'obtenir les approbations requises des autorités de réglementation et les consentements d'autres tiers, y compris l'approbation du Bureau de la concurrence. Par conséquent, rien ne garantit que la transaction sera réalisée ou qu'elle le sera selon les conditions ou au moment que prévoit le présent rapport de gestion. La transaction pourrait être modifiée, restructurée ou résiliée. Rien ne garantit non plus la réalisation des avantages stratégiques, opérationnels et financiers devant découler de la transaction. En outre, la cession éventuelle d'actifs choisis (dans leur totalité ou d'une partie seulement) et la participation de partenaires minoritaires dans les parcs éoliens Cartier sont aussi assujettis à des risques et incertitudes inhérents, y compris l'issue de l'exploration d'Innergex pour trouver des acheteurs et des partenaires intéressés, sa capacité d'évaluer correctement la valeur des actifs, la réalisation et le calendrier de ces opérations ainsi que leurs modalités, le cas échéant, et, si ces opérations sont réalisées, la capacité d'Innergex de réaliser les avantages prévus de celles ci.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Information prospective dans le présent rapport de gestion

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives contenues dans le présent rapport de gestion que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
Production prévue Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires, et pour les centrales d'énergie géothermique, les ressources géothermiques passées, l'épuisement des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle avant la livraison. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).	Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques Épuisement naturel des ressources géothermiques Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophe naturelle
Produits prévus Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Les produits des installations de HS Orka fluctuent également en fonction du prix de l'aluminium, puisque certains des CAÉ sont liés à ce prix. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls, Viger-Denonville et le spa Blue Lagoon comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).	Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité Taux d'inflation moins élevé que prévu Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ
BAIIA ajusté prévu Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers, des redevances et des coûts de l'électricité (s'il y a lieu); à l'exception des charges d'entretien et des coûts de l'électricité, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls, Viger-Denonville et le spa Blue Lagoon comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence). Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau ainsi que les charges prévues liées aux projets potentiels, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.	Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent Charges d'entretien imprévues

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet. La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et des indications à propos de ses projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.	Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis Approvisionnement en matériel Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Relations avec les parties prenantes Risques réglementaires et politiques Taux d'inflation plus élevé que prévu Catastrophe naturelle Résultats du processus de demande de règlements d'assurance
Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.	Risques réglementaires et politiques Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires Capacité de conclure de nouveaux CAÉ
Admissibilité aux CIP et aux crédits d'impôt à l'investissement (« CII ») Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors-site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des financements par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés.	Risques liés aux crédits d'impôt sur la production et aux CII américains et aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines Risques liés à la qualification des projets pour l'éligibilité au CIP ou au CII Taux et disponibilité du financement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal fiscal Risques réglementaires et politiques Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis
Clôture prévue de l'acquisition et du financement devant être accordé par Valeurs Mobilières TD et BMO Marchés des capitaux La Société s'attend raisonnablement à ce que les conditions de clôture soient satisfaites dans les délais.	Disponibilité du capital Risques d'ordre réglementaire et politique Rendement des contreparties

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

IFRS révisées ayant une incidence sur la performance financière et la situation financière de la période considérée

IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*

En juin 2016, l'IASB a publié les modifications d'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, lesquelles clarifiaient la façon de comptabiliser certains types de transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Les modifications décrivent les exigences liées à la comptabilisation de l'incidence des conditions d'acquisition de droits et des conditions accessoires à l'acquisition de droits sur l'évaluation des paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie; des transactions dont le paiement est fondé sur des actions comportant l'option de règlement net aux fins des obligations de retenue d'impôt; ainsi que d'une modification des modalités d'un paiement fondé sur des actions qui donne lieu à un changement du classement de la transaction qui devient réglée en instruments de capitaux propres plutôt qu'en trésorerie. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018. L'application des modifications apportées à cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés de la période considérée.

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

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, IFRIC 13, *Programmes de fidélisation de la clientèle*, IFRIC 15, *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 18, *Transferts d'actifs provenant de clients*, et SIC-31, *Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité*. IFRS 15 s'applique à tous les contrats conclus avec des clients, sauf ceux qui entrent dans le champ d'application d'autres IFRS. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés de la période considérée.

Application rétrospective d'IFRS 9 (2014), *Instruments financiers*

En juillet 2014, l'IASB a émis la version intégrale d'IFRS 9 (2014), *Instruments financiers* (« IFRS 9 (2014) »). IFRS 9 (2014) diffère à certains égards d'IFRS 9 (2013), que la Société a adoptée de façon anticipée avec prise d'effet le 1er octobre 2014. IFRS 9 (2014) comprend une mise à jour des lignes directrices sur le classement et l'évaluation des actifs financiers. La version définitive de la norme modifie également le modèle de dépréciation par la mise en place d'un nouveau modèle fondé sur les pertes de crédit attendues pour calculer la perte de valeur. La date d'entrée en vigueur obligatoire d'IFRS 9 (2014) a été fixée aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018. La norme doit être appliquée de façon rétrospective, et certaines exemptions sont permises. L'application de cette norme a eu une incidence sur les montants déclarés pour la période en cours.

Une clarification de la norme IFRS 9 a été publiée en octobre 2017 relativement au traitement d'une modification d'un passif financier qui n'entraîne pas sa décomptabilisation. L'entité recalcule le coût amorti du passif financier au moyen des flux de trésorerie modifiés et du taux d'intérêt effectif initial. L'entité comptabilise ensuite tout ajustement au coût amorti du passif financier à titre de produits ou de charges dans le résultat à la date de la modification ou à la date de l'application d'IFRS 9 (2014). Cette modification doit être appliquée de manière rétrospective.

Les modifications suivantes montrent les effets d'une application rétrospective sur la renégociation de la dette de Montagne-Sèche, L.P. en 2014 et de la dette de Stardale L.P. en 2016 :

	Présenté le 1er janvier 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 1er janvier 2017
Dette à long terme	2 507 236	(8 980)	2 498 256
Passifs d'impôt différé	176 965	2 403	179 368
Déficit	(601 157)	6 577	(594 580)

	Présenté le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 31 décembre 2017
Dette à long terme	3 047 583	(8 104)	3 039 479
Passifs d'impôt différé	215 593	2 168	217 761
Déficit	(651 233)	5 936	(645 297)

	Exercice clos le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour l'exercice clos le 31 décembre 2017
Charges financières	146 766	876	147 642
Charges d'impôt différé	3 154	(235)	2 919

	Période de trois mois close le 30 juin 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période de trois mois close le 30 juin 2017
Charges financières	39 064	223	39 287
Charges d'impôt différé	1 697	(60)	1 637

	Période de six mois close le 30 juin 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période de six mois close le 30 juin 2017
Charges financières	68 361	444	68 805
Charges d'impôt différé	1 359	(119)	1 240

IFRS publiées, mais non encore entrées en vigueur

IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »)

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, qui prévoit un modèle exhaustif pour l'identification de contrats de location et leur traitement dans les états financiers des bailleurs et des preneurs. Elle remplace IAS 17, *Contrats de location*, et ses directives interprétatives connexes. D'importants changements ont été apportés à la comptabilisation par le preneur, car la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement a été supprimée et la comptabilisation des actifs et des passifs touche tous les contrats de location (sous réserve de quelques exceptions limitées à l'égard de contrats de location à court terme et de contrats de location d'actifs de moindre valeur). En revanche, IFRS 16 ne comporte pas de modifications importantes des exigences relatives aux bailleurs. IFRS 16 prend effet à compter du 1er janvier 2019, et l'application anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi des formations en vue de commencer à évaluer l'incidence que cette norme devrait avoir sur les états financiers consolidés. L'établissement de la liste des contrats de location auxquels cette norme pourrait s'appliquer se poursuit.

ÉTABLISSEMENT ET MAINTIEN DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET DU CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont attesté qu'ils avaient conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

- des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») pour fournir l'assurance raisonnable que : i) l'information importante relative à la Société est communiquée par d'autres personnes au président et chef de la direction et au chef de la direction financière, en particulier pendant la période où les documents intermédiaires sont établis, et ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents annuels, ses documents intermédiaires ou d'autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits par cette législation;
- le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS.

Il n'y avait aucune faiblesse significative liée à la conception des CPCI au 30 juin 2018. Il n'y avait aucune faiblesse importante liée à la conception du CIIF au 30 juin 2018.

Au cours de la période comptable commençant le 1er avril 2018 et se terminant le 30 juin 2018, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont également limité l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF afin d'exclure des contrôles, politiques et procédures les entités suivantes : Éole de Plan Fleury, Les Renardières et les Entités du Groupe Alterra Power (collectivement, les « entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société »). L'évaluation de la conception et du fonctionnement des CPCI et du CIIF de ces entités sera achevée dans les 12 mois suivant leur date d'acquisition. Un résumé de l'information financière relative aux entités exclues est présenté à la rubrique « Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société » du présent rapport de gestion.

ENTITÉS EXCLUES DES POLITIQUES ET PROCÉDURES DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ

Comme il est précisé à la rubrique « Établissement et maintien des CPCI et des CIIF » du présent rapport de gestion, les chiffres de Éole de Plan Fleury, Les Renardières et des entités du groupe Alterra Power sont exclus des politiques et procédures de contrôle de la Société.

L'information financière relative à Éole de Plan Fleury, à Les Renardières et aux entités du groupe Alterra Power est résumée ci-après.

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global – Éole de Plan Fleury et Les Renardières

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de six mois close le 30 juin 2018
Produits	2 648	7 672
BAIIA ajusté[1]	2 818	6 842
(Perte nette) bénéfice net	(170)	1 671
Autres éléments du résultat global	(104)	12
Total du résultat global	(274)	1 683

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Sommaire de l'état de la situation financière – Éole de Plan Fleury et Les Renardières

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	10 414
Actifs non courants	163 086
	173 500
Passifs courants	10 455
Passifs non courants	119 712
Capitaux propres	43 333
	173 500

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global – Entités du groupe Alterra Power

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	25 578	41 995
BAIIA ajusté[1]	5 720	10 375
Perte nette	(2 588)	(7 062)
Autres éléments du résultat global (perte nette)	(3 793)	13 378
Total du résultat global (perte nette)	(6 381)	6 316

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Sommaire de l'état de la situation financière – Entités du groupe Alterra Power

	Au 30 juin 2018
Actifs courants	37 655
Actifs non courants	1 273 603
	1 311 258
Passifs courants	36 245
Passifs non courants	520 297
Capitaux propres	457 182
Participations ne donnant pas le contrôle	297 534
	1 311 258

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Acquisition d'un projet solaire au Texas, États-Unis
Le 2 juillet 2018, la Société a annoncé l'acquisition d'un projet d'énergie solaire photovoltaïque de 250 MW_{AC}/315 MW_{DC} situé dans le comté de Winkler, au Texas. Un avis final de démarrage des travaux a également été émis le 2 juillet 2018 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au cours du troisième trimestre de 2019. Le projet devrait générer un BAIIA ajusté prévu d'environ 20,2 M$ US (26,7 M$) pour 12 mois d'exploitation. Après avoir déduit les distributions à l'investisseur participant au partage fiscal, les distributions à être reçues par Innergex avant le service de la dette se chiffreraient à environ 13,8 M$ US (18,2 M$). Le projet est également admissible à un crédit d'impôt fédéral à l'investissement (CII) équivalant à environ 30 % des coûts en capital du projet. Le CII sera surtout attribué à l'investisseur participant au partage fiscal. Après la septième année d'exploitation, il est prévu qu'environ 95 % du BAIIA ajusté prévu, ce qui correspond à environ 19,6 M$ US (25,9 M$), sur la base des mêmes hypothèses, soit disponible aux fins de distribution à Innergex avant le service de la dette.

Les coûts totaux de construction sont estimés à 397 M$ US (524 M$) et seront couverts en partie principalement au moyen d'un financement de construction et de projet à long terme de 292 M$ US (385 M$). Innergex financera son engagement participatif de 105 M$ US (139 M$) après que la dette ait été pleinement prélevée. L'engagement sera soutenu par l'émission d'une lettre de crédit.

La participation au partage fiscal devrait être intégralement financée par l'investisseur participant au partage fiscal. Cet investissement sera utilisé pour rembourser le crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal et les fonds restants seront distribués à Innergex.

Partenariat et acquisition au Chili
Le 3 juillet 2018, Innergex a conclu le partenariat de coentreprise précédemment annoncé avec Energía Llaima pour une participation de 50 % dans l'entreprise. La centrale hydroélectrique Energía Coyanco (12 MW) et le parc solaire Pampa Elvira (34 MW) devraient générer un BAIIA ajusté prévu d'environ 6,5 M$ US (8,3 M$). Innergex a investi un montant initial de 10 M$ US (12,8 M$) par l'intermédiaire des fonds disponibles de ses facilités de crédit renouvelables et a accepté d'investir 100 M$ US supplémentaires (140,5 M$) sur une période de 12 mois, dont une tranche de 90 M$ US a été investie pour l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco.

Le 5 juillet 2018, Innergex et Energía Llaima ont mené à bien l'acquisition précédemment annoncée du projet hydroélectrique Duqueco de 140 MW au Chili. Le projet hydroélectrique de Duqueco est composé de deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001, Peuchen (85 MW) et Mampil (55 MW). Innergex s'attend à ce que le projet de Duqueco génère un BAIIA ajusté d'environ 21 M$ US (26,8 M$) annuellement. Le prix d'achat, déduction faite de la trésorerie estimée de 10 M$ US (12,8 M$), s'élève à environ 210 M$ US (268 M$), sous réserve de certains ajustements. Un financement de 15 ans de 130 M$ US (166,0 M$) a été arrangé et souscrit. Le prêt à terme de 15 ans comprend un solde résiduel de 70 M$ US (85,9 M$) et porte intérêt à un taux variable auquel la Société a l'intention de réduire son exposition en concluant des instruments de couverture à long terme. Le produit tiré du prêt sera affecté au paiement d'une partie du prix d'achat. La quote-part nette d'Energía Llaima du prix d'achat résiduel s'est élevée à environ 80 M$ US (102,2 M$). De plus, Energía Llaima a effectué un dépôt pour obtenir un financement de 10 M$ US (12,8 M$).

Acquisition de la participation du partenaire dans les cinq parcs éoliens Cartier
Le 2 août 2018, la Société a annoncé la conclusion d'une convention définitive visant l'acquisition de la participation de 62 % de TransCanada dans cinq parcs éoliens situés en Gaspésie, au Québec, soit Baie-des-Sables, Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche (les « parcs éoliens Cartier »), et sa participation de 50 % dans les entités d'exploitation des parcs éoliens Cartier (les « entités d'exploitation Cartier »), moyennant une contrepartie totale d'environ 630 M$. Innergex est actuellement propriétaire des participations restantes dans les parcs éoliens Cartier et les entités d'exploitation Cartier.

Les parcs éoliens Cartier sont situés dans la région de la Gaspésie, au Québec. D'une puissance installée brute totale de 590 MW, la production d'électricité annuelle moyenne à long terme prévue est d'environ 1 780 GWh, suffisamment pour approvisionner en électricité environ 80 900 ménages québécois. Toute l'électricité produite par ces parcs éoliens est vendue à Hydro-Québec aux termes de CAÉ existants à prix fixe, dont une partie est ajustée selon les indices d'inflation, pour des durées initiales de 20 ans, se terminant entre 2026 et 2032.

Innergex prévoit que la participation de 62 % des intérêts acquis dans les parcs éoliens Cartier génère des produits d'environ 82,9 M$ et un BAIIA ajusté projeté d'environ 68,4 M$ annuellement.

Innergex a obtenu des engagements de deux banques canadiennes importantes en vue de garantir ses facilités de crédit existantes et d'accorder deux facilités de crédit à court terme pour couvrir entièrement le prix d'achat et les frais de transaction. Le financement a été structuré afin de permettre à Innergex de maintenir une solide cote d'évaluation.

Une première facilité de crédit à terme d'un an de 400 M$ sans recours à Innergex permettra à la Société de mettre en place un financement à long terme sans recours au niveau des projets d'après la durée de vie utile des actifs. La participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier faisant l'objet de l'acquisition n'affiche actuellement aucune dette.

Une deuxième facilité de crédit à terme d'un an de 240 M$ sera remboursé au moyen de la cession stratégique d'une participation minoritaire dans les parcs éoliens Cartier et d'autres actifs, ce qui pourrait être avantageux pour la Société. Innergex a l'intention de trouver un partenaire pour acquérir, dans une transaction structurée, une participation dans les parcs éoliens Cartier afin d'accroître le rendement pour les actionnaires tout en optimisant la structure d'investissement. Innergex demeurera propriétaire à 100 % des entités d'exploitation Cartier.

En outre, Innergex a conclu que la cession de certains actifs pour obtenir des capitaux pour la transaction est optimale pour son rendement et ses perspectives à long terme. Innergex estime qu'il existe un certain nombre d'occasions intéressantes et réalisables pour monétiser les actifs choisis ou des parties des actifs existants d'une façon qui soutienne la stratégie à long terme d'Innergex. La Société examinera minutieusement ces différentes options pour maximiser la valeur de son portefeuille d'actif. Bien que le moment de ces ventes dépendra des conditions du marché en vigueur, ces dernières devraient être réalisées dans un délai d'un an.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin 2018	Périodes de trois mois closes les 30 juin 2017 (montants retraités – note 2.2)	Périodes de six mois closes les 30 juin 2018	Périodes de six mois closes les 30 juin 2017 (montants retraités – note 2.2)
Produits		149 541	109 530	267 422	184 056
Charges					
Exploitation	4	37 450	17 215	63 422	33 304
Frais généraux et administratifs		8 899	4 757	16 557	9 335
Projets potentiels		4 065	1 638	8 973	4 556
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges (produits), quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées et (profit net latent) perte nette latente sur les instruments financiers		99 127	85 920	178 470	136 861
Charges financières	5	49 438	39 287	95 109	68 805
Autres charges (produits), montant net	6	1 427	(413)	3 615	(772)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées et (profit net latent) perte nette latente sur les instruments financiers		48 262	47 046	79 746	68 828
Amortissement des immobilisations corporelles	4,10	30 695	23 707	59 233	45 524
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	11 071	8 257	21 705	16 022
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	7	1 258	(1 821)	(1 838)	(2 537)
(Profit net latent) perte nette latente sur les instruments financiers	8	(12 816)	470	(673)	(4 605)
Bénéfice avant impôt sur le résultat		18 054	16 433	1 319	14 424
Charge (recouvrement) d'impôt					
Exigible		(14)	859	2 524	1 743
Différé		1 282	1 637	(3 403)	1 240
		1 268	2 496	(879)	2 983
Bénéfice net		16 786	13 937	2 198	11 441
Bénéfice net attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		13 331	14 404	6 714	16 698
Participations ne donnant pas le contrôle		3 455	(467)	(4 516)	(5 257)
		16 786	13 937	2 198	11 441
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	9	132 523	108 431	127 586	108 386
Bénéfice net par action, de base (en $)	9	0,09	0,12	0,03	0,13
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	9	133 251	109 426	128 308	109 362
Bénéfice net par action, dilué (en $)	9	0,09	0,12	0,03	0,13

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2018	2017 (montants retraités – note 2.2)	2018	2017 (montants retraités – note 2.2)
Bénéfice net		16 786	13 937	2 198	11 441
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :					
(Perte) profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		(21 243)	120	5 311	103
Impôt différé connexe		595	(30)	205	(30)
Profit (perte) de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes		810	(101)	(1 187)	190
Impôt différé connexe		(370)	94	322	18
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		(593)	7 207	3 066	6 312
Impôt différé connexe		89	(2 006)	(758)	(1 766)
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture des coentreprises et des entreprises associées		20 808	323	12 873	323
Impôt différé connexe		(4 499)	(85)	(3 374)	(85)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans :					
(Perte) profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		(13 543)	164	2 615	196
Profit (perte) sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes		458	(170)	(285)	(91)
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		(98)	965	(90)	939
Impôt différé connexe		133	(177)	25	(175)
Éléments du résultat global qui ne seront pas ultérieurement reclassés en résultat net :					
Pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies		(166)	—	(178)	—
Impôt différé connexe		33	—	36	—
Autres éléments du résultat global		(17 586)	6 304	18 581	5 934
Total du résultat global		(800)	20 241	20 779	17 375
Autres éléments du résultat global attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		(4 536)	5 522	16 316	5 065
Participations ne donnant pas le contrôle		(13 050)	782	2 265	869
		(17 586)	6 304	18 581	5 934
Total du résultat global attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		8 795	19 926	23 030	21 763
Participations ne donnant pas le contrôle		(9 595)	315	(2 251)	(4 388)
		(800)	20 241	20 779	17 375

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux	Notes	30 juin 2018	31 décembre 2017 (montants retraités – note 2.2)
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		232 646	61 914
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		48 035	58 676
Débiteurs		79 407	87 500
Impôt à recevoir		102	—
Instruments financiers dérivés	8	3 133	5 416
Charges payées d'avance et autres		9 456	8 104
		372 779	221 610
Actifs non courants			
Comptes de réserve		52 334	49 970
Immobilisations corporelles	10	3 646 747	3 188 238
Immobilisations incorporelles		840 488	654 081
Frais de développement liés aux projets		41 675	—
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	7	454 959	11 011
Instruments financiers dérivés	8	10 058	9 558
Actifs d'impôt différé		36 859	11 873
Goodwill		99 123	38 580
Autres actifs non courants		22 386	5 535
		5 577 408	4 190 456

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux	Notes	30 juin 2018	31 décembre 2017 (montants retraités – note 2.2)
PASSIFS			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		24 022	19 406
Fournisseurs et autres créditeurs		104 368	91 032
Impôt à payer		3 489	3 282
Instruments financiers dérivés	8	16 199	22 749
Tranche courante de la dette à long terme	11	93 063	109 875
Tranche courante des autres passifs		1 362	500
		242 503	246 844
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	8	95 207	54 494
Dette à long terme	11	3 496 118	3 039 479
Autres passifs		129 666	79 507
Composante passif des débentures convertibles	12	237 247	96 246
Passifs d'impôt différé		331 396	217 761
		4 532 137	3 734 331
CAPITAUX PROPRES			
Capital des actions ordinaires	13	1 040	2 867
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	13 c)	1 270 822	939 047
Actions privilégiées		131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions		1 755	1 713
Composante capitaux propres des débentures convertibles	12	3 976	1 877
Déficit		(723 850)	(645 297)
Cumul des autres éléments du résultat global		26 245	9 929
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		711 057	441 205
Participations ne donnant pas le contrôle		334 214	14 920
Total des capitaux propres		1 045 271	456 125
		5 577 408	4 190 456

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

	Capitaux propres attribuables aux propriétaires									
Période de six mois close le 30 juin 2018	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1er janvier 2018 (montants retraités – note 2.2)	2 867	939 047	131 069	1 713	1 877	(645 297)	9 929	441 205	14 920	456 125
Bénéfice net (perte nette)						6 714		6 714	(4 516)	2 198
Autres éléments du résultat global							16 316	16 316	2 265	18 581
Total du résultat global	—	—	—	—	—	6 714	16 316	23 030	(2 251)	20 779
Actions ordinaires émises le 6 février 2018 [note 3 a)]	330 607							330 607		330 607
Acquisition d'entreprise [note 3 a)]								—	296 534	296 534
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	4 423							4 423		4 423
Réduction du capital sur les actions ordinaires [note 13 c)]	(337 785)	337 785						—		—
Rachat d'actions ordinaires	(20)	(6 010)				(3 457)		(9 487)		(9 487)
Paiement fondé sur des actions				42				42		42
Composante capitaux propres des débentures convertibles (déduction faite de l'impôt différé de 766 $) (note 12)					2 099			2 099		2 099
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'ALR	948							948		948
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle [note 15 b)]						(33 808)		(33 808)	32 108	(1 700)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle						—		—	697	697
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires						(45 031)		(45 031)		(45 031)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées						(2 971)		(2 971)		(2 971)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	(7 794)	(7 794)
Solde au 30 juin 2018	1 040	1 270 822	131 069	1 755	3 976	(723 850)	26 245	711 057	334 214	1 045 271

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

	Capitaux propres attribuables aux propriétaires									
Période de six mois close le 30 juin 2017	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1er janvier 2017 (montants retraités – note 2.2)	162 862	775 413	131 069	2 199	1 877	(594 580)	(1 743)	477 097	14 712	491 809
Bénéfice net (perte nette) (montants retraités – note 2.2)						16 698		16 698	(5 257)	11 441
Autres éléments du résultat global							5 065	5 065	869	5 934
Total du résultat global	—	—	—	—	—	16 698	5 065	21 763	(4 388)	17 375
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	3 693							3 693		3 693
Réduction du capital sur les actions ordinaires	(166 460)	166 460								
Paiement fondé sur des actions				48				48		48
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	10 915	10 915
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires						(35 775)		(35 775)		(35 775)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées						(2 971)		(2 971)		(2 971)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	(1 000)	(1 000)
Solde au 30 juin 2017	95	941 873	131 069	2 247	1 877	(616 628)	3 322	463 855	20 239	484 094

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Périodes de six mois closes les 30 juin 2018	2017 (montants retraités – note 2.2)
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net		2 198	11 441
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		59 233	45 524
Amortissement des immobilisations incorporelles		21 705	16 022
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées		(1 838)	(2 537)
Profit net latent sur instruments financiers		(673)	(4 605)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	5 118	2 831
Amortissement des frais de financement	5	2 027	1 629
Désactualisation de la dette à long terme et des débentures convertibles	5	1 251	1 212
Charges de désactualisation des autres passifs	5	1 220	480
Amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché	6	(1 135)	—
Gain actuariel lié au régime de retraite		32	—
Paiement fondé sur des actions		42	48
Impôt différé		(3 403)	1 240
Autres		79	(131)
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	5	84 079	61 819
Intérêts versés		(74 265)	(57 672)
Profit sur les contreparties conditionnelles	6	—	(872)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		11 529	1 261
Charge d'impôt exigible		2 524	1 744
Impôt sur le résultat payé, montant net		(2 156)	(1 347)
Incidence de la variation des taux de change		(203)	1 135
		107 364	79 222
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	14 a)	10 452	(8 577)
		117 816	70 645
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(35 991)	(31 498)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(2 971)	(2 971)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(7 659)	(1 000)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		—	10 913
Augmentation de la dette à long terme		542 118	300 866
Remboursement de la dette à long terme		(437 021)	(163 203)
Paiement des frais de financement différés		(2 687)	(613)
Paiement d'autres passifs		—	(246)
Produit net de l'émission de débentures convertibles	12	143 590	—
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires		(9 487)	—
		189 892	112 248

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2018	2017
	Notes		(montants retraités – note 2.2)
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	3	7 113	5 057
Acquisitions d'entreprises	3	(120 258)	(112 834)
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		14 538	17 639
(Fonds nets investis dans les) fonds nets prélevés des comptes de réserve		(2 204)	55
Ajouts aux immobilisations corporelles		(30 260)	(65 524)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(3 625)	—
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(1 559)	—
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	15 b)	(1 700)	—
Réductions des autres actifs non courants		173	71
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		142	12
		(137 640)	(155 524)
Effet des variations des cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		664	(785)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		170 732	26 584
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		61 914	56 227
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période		232 646	82 811
La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :			
Trésorerie		229 857	81 122
Placements à court terme		2 789	1 689
		232 646	82 811

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 14.

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada). La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités principalement dans les secteurs de l'hydroélectricité, de l'énergie éolienne, de l'énergie géothermique et de l'énergie solaire photovoltaïque. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été approuvés par le conseil d'administration le 13 août 2018.

Les produits de la Société varient selon la saison et sont habituellement à leur niveau le plus élevé au deuxième trimestre en raison de la période de la fonte des neiges et à leur niveau le plus bas au premier trimestre en raison des températures froides. Par conséquent, les résultats des périodes intermédiaires ne devraient pas être considérés comme représentatifs des résultats d'un exercice complet.

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Ces états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été préparés au moyen de méthodes comptables conformes aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). Les états financiers consolidés résumés sont conformes à IAS 34, *Information financière intermédiaire*. Sauf comme il est décrit ci-après, les méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société. Toutefois, les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du plus récent rapport annuel de la Société.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été préparés selon la méthode du coût historique, sauf en ce qui concerne certains instruments financiers qui sont évalués à la juste valeur, tel qu'il est décrit dans les principales méthodes comptables du plus récent rapport annuel de la Société.

2. APPLICATION DES IFRS

2.1 IFRS révisées ayant une incidence sur la performance financière et la situation financière de la période considérée

IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*

En juin 2016, l'IASB a publié les modifications d'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, lesquelles clarifiaient la façon de comptabiliser certains types de transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Les modifications décrivent les exigences liées à la comptabilisation de l'incidence des conditions d'acquisition de droits et des conditions accessoires à l'acquisition de droits sur l'évaluation des paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie; des transactions dont le paiement est fondé sur des actions comportant l'option de règlement net aux fins des obligations de retenue d'impôt; ainsi que d'une modification des modalités d'un paiement fondé sur des actions qui donne lieu à un changement du classement de la transaction qui devient réglée en instruments de capitaux propres plutôt qu'en trésorerie. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018. L'application des modifications apportées à cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés de la période considérée.

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

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, IFRIC 13, *Programmes de fidélisation de la clientèle*, IFRIC 15, *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 18, *Transferts d'actifs provenant de clients*, et SIC-31, *Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité*. IFRS 15 s'applique à tous les contrats conclus avec des clients, sauf ceux qui entrent dans le champ d'application d'autres IFRS. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés de la période considérée.

2.2 Application rétrospective d'IFRS 9 (2014), *Instruments financiers*

En juillet 2014, l'IASB a émis la version intégrale d'IFRS 9 (2014), *Instruments financiers* (« IFRS 9 (2014) »). IFRS 9 (2014) diffère à certains égards d'IFRS 9 (2013), que la Société a adoptée de façon anticipée avec prise d'effet le 1er octobre 2014. IFRS 9 (2014) comprend une mise à jour des lignes directrices sur le classement et l'évaluation des actifs financiers. La version définitive de la norme modifie également le modèle de dépréciation par la mise en place d'un nouveau modèle fondé sur les pertes de crédit attendues pour calculer la perte de valeur. La date d'entrée en vigueur obligatoire d'IFRS 9 (2014) a été fixée aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018. La norme doit être appliquée de façon rétrospective, et certaines exemptions sont permises. L'application de cette norme a eu une incidence sur les montants déclarés pour la période en cours.

Une clarification de la norme IFRS 9 a été publiée en octobre 2017 relativement au traitement d'une modification d'un passif financier qui n'entraîne pas sa décomptabilisation. L'entité recalcule le coût amorti du passif financier au moyen des flux de trésorerie modifiés et du taux d'intérêt effectif initial. L'entité comptabilise ensuite tout ajustement au coût amorti du passif financier à titre de produits ou de charges dans le résultat à la date de la modification ou à la date de l'application d'IFRS 9 (2014). Cette modification doit être appliquée de manière rétrospective.

Les modifications suivantes montrent les effets d'une application rétrospective sur la renégociation de la dette de Montagne-Sèche, L.P. en 2014 et de la dette de Stardale L.P. en 2016 :

	Présenté le 1er janvier 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 1er janvier 2017
Dette à long terme	2 507 236	(8 980)	2 498 256
Passifs d'impôt différé	176 965	2 403	179 368
Déficit	(601 157)	6 577	(594 580)

	Présenté le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 31 décembre 2017
Dette à long terme	3 047 583	(8 104)	3 039 479
Passifs d'impôt différé	215 593	2 168	217 761
Déficit	(651 233)	5 936	(645 297)

	Exercice clos le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour l'exercice clos le 31 décembre 2017
Charges financières	146 766	876	147 642
Charges d'impôt différé	3 154	(235)	2 919

	Période de trois mois close le 30 juin 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période de trois mois close le 30 juin 2017
Charges financières	39 064	223	39 287
Charges d'impôt différé	1 697	(60)	1 637

	Période de six mois close le 30 juin 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période de six mois close le 30 juin 2017
Charges financières	68 361	444	68 805
Charges d'impôt différé	1 359	(119)	1 240

2.3 IFRS publiées, mais non encore entrées en vigueur

IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »)

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, qui prévoit un modèle exhaustif pour l'identification de contrats de location et leur traitement dans les états financiers des bailleurs et des preneurs. Elle remplace IAS 17, *Contrats de location*, et ses directives interprétatives connexes. D'importants changements ont été apportés à la comptabilisation par le preneur, car la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement a été supprimée et la comptabilisation des actifs et des passifs touche tous les contrats de location (sous réserve de quelques exceptions limitées à l'égard de contrats de location à court terme et de contrats de location d'actifs de moindre valeur). En revanche, IFRS 16 ne comporte pas de modifications importantes des exigences relatives aux bailleurs. IFRS 16 prend effet à compter du 1er janvier 2019, et l'application anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi des formations en vue de commencer à évaluer l'incidence que cette norme devrait avoir sur les états financiers consolidés. L'établissement de la liste des contrats de location auxquels cette norme pourrait s'appliquer se poursuit.

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a. Acquisition d'Alterra Power Corp

Le 6 février 2018, Innergex a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra Power Corp (« Alterra »).

Les actions ordinaires d'Innergex à émettre aux actionnaires d'Alterra dans le cadre de la transaction représentent une participation d'environ 18 % de la société regroupée. L'un des membres du conseil d'administration d'Alterra s'est joint au conseil d'administration d'Innergex au moment de la conclusion de la transaction.

Le total du prix de l'acquisition d'Alterra se chiffre à 450 865 $ et est composé d'une contrepartie en trésorerie de 120 258 $ et de l'émission de 24 327 225 actions ordinaires de la Société à un prix de 13,59 $, soit une valeur de 330 607 $.

Alterra et ses filiales sont actives dans le développement, la construction et l'exploitation de projets d'énergie renouvelable. Au 6 février 2018, les installations en exploitation d'Alterra comprenaient une participation nette de 53,9 % dans deux centrales géothermiques en Islande (« Svartsengi » et « Reykjanes ») et une participation de 30 % dans Blue Lagoon, qui exploite le spa géothermal Blue Lagoon en Islande (« Blue Lagoon »). Les participations d'Alterra comprenaient également une participation nette de 40 % dans deux centrales hydroélectriques au fil de l'eau (« Toba Montrose »), une participation nette de 25,5 % dans un parc éolien (« Dokie »), une participation nette de 51 % dans une centrale hydroélectrique au fil de l'eau (« Jimmie Creek ») en Colombie-Britannique, une participation nette de 50 % dans la participation de commanditaire d'un parc éolien (« Shannon ») situé au Texas, une participation nette de 90 % dans la participation de commanditaire d'un projet solaire (« Kokomo ») situé en Indiana et une participation nette de 100 % dans la participation de commanditaire d'un projet solaire (« Spartan ») situé au Michigan.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient faire augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets. L'acquisition d'Alterra a permis d'ajouter une puissance brute installée additionnelle de 2 896 MW au portefeuille de la Société.

Le tableau suivant présente la comptabilisation initiale selon la méthode de l'acquisition et la juste valeur des actifs nets acquis.

	Comptabilisation initiale selon la méthode de l'acquisition
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 113
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	4 213
Débiteurs	17 774
Charges payées d'avance et autres	3 895
Immobilisations corporelles	487 607
Immobilisations incorporelles	191 548
Frais de développement de projets	39 304
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	430 709
Goodwill	59 923
Autres actifs non courants	16 281
Fournisseurs et autres créditeurs	(39 610)
Dette à long terme	(305 045)
Instruments financiers dérivés	(31 194)
Autres passifs	(48 168)
Passifs d'impôt différé	(86 951)
Participations ne donnant pas le contrôle	(296 534)
Actifs nets acquis	450 865

La comptabilisation selon la méthode de l'acquisition demeure assujettie à la finalisation de l'évaluation des ajustements au fonds de roulement, des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des frais de développement liés aux projets, des participations dans des coentreprises et des entreprises associées, du goodwill, de la dette à long terme, des passifs d'impôt différé et des ajustements qui en découlent.

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été passés en charges conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 6).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2018, les produits consolidés et la perte nette consolidée se seraient établis à 278 827 $ et à 20 393 $, respectivement, pour la période de six mois close le 30 juin 2018.

Les montants des produits et de la perte nette des installations depuis le 6 février 2018, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 41 995 $ et à 7 062 $, respectivement, pour la période de 145 jours close le 30 juin 2018.

b. Acquisition des parcs éoliens Rougemont 1-2 et Vaite

La Société a terminé l'établissement de la répartition du prix d'achat des parcs éoliens Rougement 1-2 et Vaite qui ont été acquis le 24 mai 2017. Les ajustements effectués ont donné lieu à une augmentation des immobilisations incorporelles et de la dette à long terme de 4 294 €.

c. Acquisition des parcs éoliens de Plan Fleury et Les Renardières

La Société a ajusté la répartition du prix d'achat des parcs éoliens Plan Fleury et Les Renardières qui ont été acquis le 25 août 2017. Les ajustements effectués ont donné lieu à une augmentation des immobilisations incorporelles et de la dette à long terme de 1 124 €.

4. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Salaires	1 369	1 244	2 677	2 521
Assurances	1 090	928	2 270	1 805
Exploitation et entretien	26 262	7 058	43 404	12 609
Impôts fonciers et redevances	8 729	7 985	15 071	16 369
	37 450	17 215	63 422	33 304

Les amortissements comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat sont principalement liés aux charges d'exploitation engagées pour générer des produits.

5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
		Montants retraités (note 2.2)		Montants retraités (note 2.2)
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	42 909	34 840	84 079	61 819
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	3 409	1 956	5 118	2 831
Amortissement des frais de financement	1 125	868	2 027	1 629
Désactualisation de la dette à long terme et des débentures convertibles	708	791	1 251	1 212
Charges de désactualisation des autres passifs	583	248	1 220	480
Autres	704	584	1 414	834
	49 438	39 287	95 109	68 805

6. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Coûts de transaction	1 156	974	6 171	1 657
Perte réalisée (profit réalisé) sur les instruments financiers dérivés	2	—	(826)	—
Perte de change réalisée (profit de change réalisé)	1 332	(166)	518	(232)
Profit sur les contreparties conditionnelles	—	(615)	—	(872)
Autres produits, montant net	(718)	(596)	(1 435)	(1 314)
Perte (profit) à la cession d'immobilisations corporelles	330	(10)	322	(11)
Amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché	(675)	—	(1 135)	—
	1 427	(413)	3 615	(772)

7. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

7.1 Informations détaillées sur les coentreprises et les entreprises associées significatives

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur les actifs nets de celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Les entreprises associées sont les entités ayant des politiques financières et d'exploitation sur lesquelles la Société exerce une influence notable, mais non le contrôle. La Société est présumée avoir une influence notable lorsqu'elle détient entre 20 % et 50 % des droits de vote d'une autre entité.

Dans les présents états financiers consolidés, les coentreprises et les entreprises associées sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des coentreprises et des entreprises associées significatives de la Société à la fin des périodes de présentation de l'information financière.

Coentreprises et entreprises associées	Activité principale	Lieu de constitution et lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			30 juin 2018	31 décembre 2017
Toba Montrose	Posséder et exploiter deux centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	40 %	—
Shannon	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	50 % [1]	—
Flat Top	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	51 % [1]	—
Dokie	Posséder et exploiter un parc éolien	Colombie-Britannique	25,5 %	—
Jimmie Creek	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,99 %	—
Umbata Falls	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %
Spartan	Posséder et exploiter un parc solaire	Michigan	100 % [1]	—
Kokomo	Posséder et exploiter un parc solaire	Indiana	90 % [1]	—
Blue Lagoon	Posséder et exploiter un spa géothermal	Islande	30 % [2]	—

1. La participation correspond à la participation de commanditaire de Shannon, de Flat Top, de Spartan et de Kokomo; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.
2. Participation par l'intermédiaire de HS Orka hf. (que la Société détient à 53,9 %), qui détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon.

Valeur comptable des participations dans des coentreprises et des entreprises associées	Aux	
Coentreprises et entreprises associées	30 juin 2018	31 décembre 2017
Toba Montrose	82 162	—
Shannon	65 722	—
Flat Top	93 671	—
Dokie	24 214	—
Jimmie Creek	36 236	—
Umbata Falls	9 725	9 688
Viger-Denonville	1 578	1 271
Spartan	3 017	—
Kokomo	1 954	—
Blue Lagoon	136 524	—
Autres	156	52
	454 959	11 011

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers des coentreprises et des entreprises associées qui ont été préparés selon les IFRS.

Toba Montrose

La Société détient une participation comportant droit de vote de 51 % et une participation économique participative de 40 % dans les centrales hydroélectriques East Toba et Montrose Creek (« Toba Montrose »). En 2046, la participation économique de la Société passera à 51 % sans aucune contrepartie additionnelle, et la participation économique de son associé diminuera, passant de 60 % à 49 %.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	19 747	20 316
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	3 850	5 620
	15 897	14 696
Charges financières	7 045	11 229
Autres produits, montant net	(124)	(187)
Amortissements	4 430	7 047
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(158)	(561)
Bénéfice net (perte nette)	4 704	(2 832)
Autres éléments du résultat global	923	(2 316)
Total du résultat global	5 627	(5 148)

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 juin 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 296
Autres actifs courants	14 622
Actifs courants	22 918
Actifs non courants	674 928
	697 846
Fournisseurs et autres créditeurs	5 015
Autres passifs courants	9 257
Passifs courants	14 272
Passifs non courants	478 169
Capitaux propres des associés	205 405
	697 846

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Au	30 juin 2018
Actifs nets de la coentreprise	205 405
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	40 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	82 162

Dette de Toba Montrose

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Toba Montrose s'élevait à 436 589 $.

La dette est composée de deux facilités de crédit qui ont été conclues le 8 novembre 2007. La première facilité est une facilité de crédit garantie de premier rang de 370 000 $ d'une durée de 38 ans portant intérêt à un taux fixe correspondant à la période de construction de trois ans et à la période de remboursement sur la durée de 35 ans du CAÉ du projet avec BC Hydro. Cette facilité de crédit porte intérêt au taux annuel de 6,173 %. La deuxième facilité de crédit est une facilité de crédit garantie de premier rang de 100 000 $ d'une durée de 38 ans portant intérêt à un taux variable correspondant à la période de construction de trois ans et à la période de remboursement sur la durée de 35 ans du CAÉ du projet avec BC Hydro. Le taux d'intérêt variable aux termes de cette facilité de crédit est fondé sur le taux des acceptations bancaires à trois mois majoré d'un écart de taux de 1,60 % par année. Les remboursements de capital des deux facilités s'établissent à 6 226 $ pour la période de douze mois suivant l'acquisition.

Toba Montrose détient un swap de taux d'intérêt qui prévoit des règlements trimestriels du 1er novembre 2010 au 30 juin 2045. Aux termes de l'entente de swap de taux d'intérêt, Toba Montrose recevra de la contrepartie des intérêts en fonction d'un montant nominal au taux des acceptations bancaires à trois mois, et versera des intérêts sur le montant nominal à un taux d'intérêt de 5,341 % par année. Le montant nominal s'élevait à 92 699 $ au 30 juin 2018, et il est réduit selon des montants fondés sur le calendrier de remboursement du capital de la facilité à taux variable sur la durée de vie du swap de taux d'intérêt.

Toba Montrose est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 30 juin 2018, elle respectait l'ensemble des clauses restrictives liées à la dette.

Shannon

La Société détient une participation de commanditaire de 50 % dans le parc éolien Shannon, la participation de commanditaire restante de 50 % et la participation au partage fiscal étant détenues par des tiers.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	3 542	6 555
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 404	3 899
	1 138	2 656
Charges financières	218	267
Autres produits, montant net	(816)	(784)
Amortissements	2 329	3 952
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	3 548	378
Perte nette	(4 141)	(1 157)
Autres éléments du résultat global	19 264	9 006
Total du résultat global	15 123	7 849
Perte nette attribuable aux :		
Commanditaires :		
Innergex	(1 455)	1 885
Autre commanditaire	(1 455)	1 885
Investisseurs participant au partage fiscal	(1 231)	(4 927)
	(4 141)	(1 157)
Total du résultat global attribuable aux :		
Commanditaires :		
Innergex	8 361	6 720
Autre commanditaire	8 361	6 720
Investisseurs participant au partage fiscal	(1 599)	(5 591)
	15 123	7 849
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	852	1 545

Le 29 juin 2015, Shannon a conclu un contrat à long terme de couverture énergétique couvrant la période allant du 1er juin 2016 au 31 mai 2029. Le contrat de couverture énergétique confère le droit à Shannon de recevoir un prix fixe en dollars par MWh pour une quantité déterminée d'électricité. Shannon et le fournisseur de couverture procèdent au règlement sur la base du montant net mensuellement. Les autres éléments du résultat global sont uniquement composés de la partie efficace des variations de la juste valeur de la couverture énergétique.

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 juin 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 564
Autres actifs courants	2 648
Actifs courants	6 212
Actifs non courants	376 408
	382 620
Fournisseurs et autres créditeurs	8 744
Autres passifs courants	3 272
Passifs courants	12 016
Passifs non courants	11 784
Participation de commanditaires	131 443
Participation au partage fiscal	227 377
	382 620

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Au	30 juin 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable aux commanditaires	131 443
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	65 722

Les résultats de Shannon sont calculés au moyen de la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, qui impute le bénéfice ou les pertes en évaluant les distributions qui seraient à payer aux membres (investisseurs) advenant la liquidation hypothétique de l'entité à la valeur comptable nette des actifs sous-jacents. La méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable est conforme à la ligne directrice comptable qui prescrit l'utilisation de cette méthode pour la répartition là où il y a répartition disproportionnée de la trésorerie et des attributs fiscaux, et c'est la méthode qui reflète le mieux la manière dont une augmentation ou une diminution des actifs nets d'une coentreprise aura une incidence sur les paiements en trésorerie aux investisseurs (les commanditaires et les investisseurs participant au partage fiscal) sur la durée de vie de la coentreprise et au moment de sa liquidation.

La mise en œuvre d'un programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP ») constitue l'un des incitatifs les plus importants pour la production d'énergie renouvelable aux États-Unis. Aux termes de ce programme, les sociétés qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, y compris l'énergie éolienne, sont admissibles à des crédits d'impôt qui procurent un avantage fiscal pour chaque unité de production au cours des dix premières années de l'exploitation de la centrale (jusqu'en 2025). Les investisseurs participant au partage fiscal dans Shannon se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP de Shannon et une partie de la trésorerie générée jusqu'à l'obtention d'un rendement après impôt sur l'investissement convenu à l'avance (le « point de basculement »). Après le point de basculement, une proportion de 5 % des distributions en trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera répartie entre les investisseurs participant au partage fiscal dans Shannon, et une proportion de 95 % de toutes les distributions en trésorerie et de tout le bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera attribuée aux commanditaires.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018 et la période allant du 6 février 2018 au 30 juin 2018, le parc éolien a généré respectivement environ 6 533 $ et 9 893 $ en CIP.

L'attribution du bénéfice imposable (des pertes imposables) et des crédits d'impôt sur la production ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal et aux commanditaires est décrite dans le tableau ci-dessous. Ces attributions changeront lorsque les investisseurs participant au partage fiscal atteindront leur rendement attendu.

	Investisseurs participant au partage fiscal	Commanditaires
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,0 %	1,0 %
Distributions en trésorerie	64,1 %	35,9 %

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Afin d'appuyer la participation au partage fiscal dans Shannon, Alterra Power Corp., filiale d'Innergex, a consenti une garantie qui dédommage les investisseurs participant au partage fiscal en cas de certaines violations liées aux déclarations, aux garanties et aux clauses restrictives et à d'autres événements au niveau du projet. La Société est d'avis que les clauses de dédommagement couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

Flat Top

La Société détient une participation de commanditaire de 51 % dans le parc éolien Flat Top, la participation de commanditaire restante de 49 % et la participation au partage fiscal étant détenues par des tiers. Le parc éolien a été mis en service commercial le 23 mars 2018.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	5 040	5 399
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	3 227	3 628
	1 813	1 771
Charges financières	48	48
Autres produits, montant net	(3)	(6)
Amortissements	3 329	3 536
(Profit net latent) perte nette latente sur les instruments financiers dérivés	(53)	4 059
Perte nette	(1 508)	(5 866)
Autres éléments du résultat global	22 126	18 607
Total du résultat global	20 618	12 741
Perte nette attribuable aux :		
Commanditaires :		
Innergex	(3 200)	(2 153)
Autre commanditaire	(3 074)	(2 068)
Investisseurs participant au partage fiscal	4 766	(1 645)
	(1 508)	(5 866)
Total du résultat global attribuable aux :		
Commanditaires :		
Innergex	7 022	6 249
Autre commanditaire	6 747	6 004
Investisseurs participant au partage fiscal	6 849	488
	20 618	12 741
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	558	558

Le 24 mai 2017, Flat Top a conclu un contrat à long terme de couverture énergétique couvrant la période allant du 1er août 2018 au 31 juillet 2031. Le contrat de couverture énergétique confère le droit à Flat Top de recevoir un prix fixe en dollars par MWh pour une quantité déterminée d'électricité. Flat Top et le fournisseur de couverture procèdent au règlement sur la base du montant net mensuellement. Les autres éléments du résultat global sont uniquement composés de la partie efficace des variations de la juste valeur de la couverture énergétique.

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 juin 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 626
Autres actifs courants	20 281
Actifs courants	21 907
Actifs non courants	481 322
	503 229
Fournisseurs et autres créditeurs	8 860
Autres passifs courants	15 457
Passifs courants	24 317
Passifs non courants	12 969
Participation de commanditaires	183 669
Participation au partage fiscal	282 274
	503 229

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Au	30 juin 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable aux commanditaires	183 669
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	51 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	93 671

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total de l'emprunt lié à la construction de Flat Top s'élevait à 211 082 $ US.

Le 23 mars 2018, Flat Top est entrée en production commerciale et, parallèlement, l'emprunt lié à la construction de 216 678 $ US de Flat Top a été réglé au moyen d'une participation au partage fiscal de 211 300 $ US, d'un dépôt de sécurité de 2 902 $ US placé par Alterra le 19 juillet 2017 pour des apports de capital futurs ainsi qu'au moyen d'autres apports de capital provenant de l'autre commanditaire.

Les résultats de Flat Top sont calculés selon la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable.

Flat Top participe au programme de CIP aux États-Unis, qui procure un avantage fiscal pour chaque unité de production pour les dix premières années d'exploitation de la centrale (jusqu'en 2028). Les investisseurs participant au partage fiscal dans Flat Top se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP de Flat Top et une partie de la trésorerie générée jusqu'à l'obtention d'un rendement après impôt sur l'investissement convenu à l'avance (le « point de basculement »). Après le point de basculement, une proportion de 5 % des distributions en trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera répartie entre les investisseurs participant au partage fiscal dans Flat Top, et une proportion de 95 % de toutes les distributions en trésorerie et de tout le bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera attribuée aux commanditaires.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018 et pour la période allant du 23 mars 2018 au 30 juin 2018, le parc éolien a généré respectivement environ 7 068 $ et 7 663 $ en CIP.

L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des crédits d'impôt sur la production ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal et aux commanditaires est décrite dans le tableau ci-dessous. Ces attributions changeront lorsque les investisseurs participant au partage fiscal atteindront leur rendement attendu.

	Investisseurs participant au partage fiscal	Commanditaires
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,00 %	1,00 %
Distributions en trésorerie	21,97 %	78,03 %

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Afin d'appuyer la participation au partage fiscal dans Flat Top, Alterra Power Corp., filiale d'Innergex, a consenti une garantie qui dédommage les investisseurs participant au partage fiscal en cas de certaines violations liées aux déclarations, aux garanties et aux clauses restrictives au niveau du projet et à d'autres événements. La Société est d'avis que les clauses de dédommagement couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

Dokie

La Société détient une participation de 25,5 % dans le parc éolien Dokie.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	7 039	12 115
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 038	3 321
	5 001	8 794
Charges financières	2 748	4 601
Autres produits, montant net	(30)	(75)
Amortissements	2 885	4 882
Perte nette et perte globale	(602)	(614)

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 juin 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 782
Autres actifs courants	4 071
Actifs courants	7 853
Actifs non courants	233 826
	241 679
Fournisseurs et autres créditeurs	649
Autres passifs courants	7 444
Passifs courants	8 093
Passifs non courants	138 629
Capitaux propres des associés	94 957
	241 679

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Au	30 juin 2018
Actifs nets de la coentreprise	94 957
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	25,5 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	24 214

Dette de Dokie
À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Dokie s'élevait à 149 265 $.

Le 7 décembre 2009, Dokie a signé une convention de crédit prévoyant un emprunt de 175 000 $ portant intérêt au taux annuel fixe de 7,243 % et échéant le 31 décembre 2030. Les remboursements de capital s'établissent à 7 358 $ pour la période de douze mois suivant l'acquisition.

Dokie est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 30 juin 2018, elle respectait l'ensemble des clauses restrictives liées à la dette.

Jimmie Creek

La Société détient une participation de 50,99 % dans la centrale hydroélectrique Jimmie Creek.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	4 393	4 500
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	808	1 252
	3 585	3 248
Charges financières	2 356	3 935
Autres charges, montant net	122	102
Amortissements	1 214	2 023
Perte nette et résultat global	(107)	(2 812)

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 juin 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 636
Autres actifs courants	4 856
Actifs courants	9 492
Actifs non courants	233 738
	243 230
Fournisseurs et autres créditeurs	4 713
Autres passifs courants	586
Passifs courants	5 299
Passifs non courants	166 866
Capitaux propres des associés	71 065
	243 230

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Au	30 juin 2018
Actifs nets de la coentreprise	71 065
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	50,99 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	36 236

Dette de Jimmie Creek
À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Jimmie Creek s'élevait à 167 558 $.

En octobre 2014, Jimmie Creek a signé une convention de crédit relative à une facilité de crédit garantie de premier rang de 176 450 $ d'une durée de 42 ans portant intérêt à taux fixe qui correspond à la période de construction de deux ans, et une période de remboursement d'une durée de 40 ans (plus un remboursement final en un seul versement de 10 % exigible à l'échéance) du CAÉ du projet Jimmie Creek avec BC Hydro. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe annuel de 5,255 %. Les remboursements de capital s'établissent à 741 $ pour la période de douze mois suivant l'acquisition.

Jimmie Creek est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 30 juin 2018, elle respectait l'ensemble des clauses restrictives liées à la dette.

Umbata Falls

La Société détient une participation de 49 % dans la centrale hydroélectrique Umbata Falls.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits	2 910	4 358	4 591	6 566
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	220	234	464	450
	2 690	4 124	4 127	6 116
Charges financières	567	608	1 135	1 208
Autres produits, montant net	(22)	(9)	(39)	(17)
Amortissements	1 003	1 004	2 006	2 009
Profit net latent sur les instruments financiers dérivés	(276)	(812)	(687)	(779)
Bénéfice net et résultat global	1 418	3 333	1 712	3 695
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	802	708	802	708

Sommaire des états de la situation financière

Aux	30 juin 2018	31 décembre 2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 244	1 620
Autres actifs courants	1 178	1 930
Actifs courants	3 422	3 550
Actifs non courants	58 675	60 658
	62 097	64 208
Fournisseurs et autres créditeurs	204	198
Autres passifs courants	2 541	3 314
Passifs courants	2 745	3 512
Passifs non courants	39 505	40 924
Capitaux propres des associés	19 847	19 772
	62 097	64 208

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Aux	30 juin 2018	31 décembre 2017
Actifs nets de la coentreprise	19 847	19 772
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	49 %	49 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	9 725	9 688

Viger-Denonville

La société détient une participation de 50 % dans le parc éolien Viger-Denonville.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits	2 644	2 185	6 010	5 247
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	482	433	1 010	947
	2 162	1 752	5 000	4 300
Charges financières	842	866	1 660	1 740
Autres produits, montant net	(18)	(9)	(34)	(17)
Amortissements	627	730	1 254	1 459
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(156)	(211)	(326)	(335)
Bénéfice net	867	376	2 446	1 453
Autres éléments du résultat global	109	646	343	518
Total du résultat global	976	1 022	2 789	1 971
Distributions reçues de la coentreprise par la société	425	263	1 088	553

Sommaire des états de la situation financière

Aux	30 juin 2018	31 décembre 2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 733	1 760
Autres actifs courants	863	1 245
Actifs courants	2 596	3 005
Actifs non courants	52 400	53 812
	54 996	56 817
Fournisseurs et autres créditeurs	537	744
Autres passifs courants	3 511	3 611
Passifs courants	4 048	4 355
Passifs non courants	47 792	49 920
Capitaux propres des associés	3 156	2 542
	54 996	56 817

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Aux	30 juin 2018	31 décembre 2017
Actifs nets de la coentreprise	3 156	2 542
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	50 %	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	1 578	1 271

Spartan

La Société détient 100 % de la participation de commanditaire dans le parc solaire Spartan tandis que la participation au partage fiscal est détenue par un tiers.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	678	887
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	101	142
	577	745
Charges financières	220	330
Autres charges, montant net	113	142
Amortissements	339	567
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	—	(1)
Perte nette	(95)	(293)
Autres éléments du résultat global	99	359
Total du résultat global	4	66
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :		
Commanditaire	(165)	(195)
Investisseur participant au partage fiscal	70	(98)
	(95)	(293)
Total du résultat global attribuable aux :		
Commanditaire	(165)	(192)
Investisseur participant au partage fiscal	169	258
	4	66

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 juin 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	336
Autres actifs courants	692
Actifs courants	1 028
Actifs non courants	27 557
	28 585
Fournisseurs et autres créditeurs	237
Autres passifs courants	467
Passifs courants	704
Passifs non courants	12 178
Participation de commanditaire	3 017
Participation au partage fiscal	12 686
	28 585

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Au	30 juin 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable au commanditaire	3 017
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	100 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	3 017

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Spartan s'élevait à 10 029 $ US.

Le 22 décembre 2017, Spartan a conclu un emprunt à terme garanti de premier rang de 10 200 $ US d'une durée de 6 ans portant intérêt à un taux variable et prévoyant un paiement ballon fondé sur une durée de 6 ans et un amortissement de 20 ans. Le taux variable est fondé sur le taux LIBOR à trois mois majoré d'un écart de 3,5 % par année. Parallèlement, Spartan a conclu un swap de taux d'intérêt pour la durée estimée de l'exploitation dans le but de fixer efficacement les taux d'intérêt sur l'emprunt à terme. Aux termes de l'entente de swap de taux d'intérêt, Spartan recevra de la contrepartie des intérêts en fonction d'un montant nominal au taux LIBOR à trois mois majoré d'un écart de 3,5 % par année, et Spartan versera des intérêts sur le montant nominal au taux d'intérêt de 5,81 % par année. Le montant nominal s'élevait à 10 017 $ US au 30 juin 2018, et est réduit selon des montants fondés sur le calendrier de remboursements du capital conformément au contrat d'emprunt à terme sur la durée de vie du swap de taux d'intérêt.

Les remboursements de capital sont établis à 379 $ US pour la période de douze mois suivant l'acquisition.

Spartan est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 30 juin 2018, elle respectait l'ensemble des clauses restrictives liées à la dette.

Kokomo

La Société détient une participation de commanditaire de 90 % dans le parc solaire Kokomo, la participation de commanditaire restante de 10 % et la participation au partage fiscal étant détenues par des tiers.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Produits	273	388
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	59	85
	214	303
Charges financières	94	156
Autres charges, montant net	5	19
Amortissements	163	274
Perte nette	(48)	(146)
Autres éléments du résultat global	54	189
Total du résultat global	6	43
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :		
Commanditaires	(59)	(74)
Investisseur participant au partage fiscal	11	(72)
	(48)	(146)
Total du résultat global attribuable aux :		
Commanditaires	(57)	(72)
Investisseur participant au partage fiscal	63	115
	6	43

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 juin 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	98
Autres actifs courants	41
Actifs courants	139
Actifs non courants	12 803
	12 942
Fournisseurs et autres créditeurs	275
Autres passifs courants	258
Passifs courants	533
Passifs non courants	5 174
Participation des commanditaires	2 171
Participation au partage fiscal	5 064
	12 942

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Au	30 juin 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable aux commanditaires	2 171
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	90 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	1 954

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Kokomo s'élevait à 4 489 $ US.

Le 30 décembre 2016, Kokomo a conclu un emprunt à terme garanti de premier rang de 5 000 $ US d'une durée de 10 ans portant intérêt à un taux variable et prévoyant un paiement ballon fondé sur une durée de 10 ans et un amortissement de 18 ans. Le taux variable est fondé sur le taux LIBOR à trois mois majoré d'un écart de 3,5 % par année. Parallèlement, Kokomo a conclu un swap de taux d'intérêt pour la durée estimée de l'exploitation dans le but de fixer efficacement les taux d'intérêt sur l'emprunt à terme.

Aux termes de l'entente de swap de taux d'intérêt, Kokomo recevra de la contrepartie des intérêts en fonction d'un montant nominal au taux LIBOR à trois mois majoré d'un écart de 3,5 %, et versera des intérêts sur le montant nominal au taux d'intérêt de 5,35 % par année. Le montant nominal s'élevait à 4 675 $ US au 30 juin 2018, et est réduit selon des montants fondés sur le calendrier de remboursements du capital conformément au contrat d'emprunt à terme sur la durée de vie du swap de taux d'intérêt.

Les remboursements de capital s'établissent à 226 $ US pour la période de douze mois suivant l'acquisition.

Kokomo est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 30 juin 2018, elle respectait l'ensemble des clauses restrictives liées à la dette.

Blue Lagoon

HS Orka hf (« HS Orka ») détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon hf, qui exploite le spa géothermal Blue Lagoon en Islande.

Rapprochement de la valeur comptable de la participation dans la société associée comptabilisée dans les états financiers consolidés :

Au	30 juin 2018
Solde d'ouverture au 1er janvier 2018	—
Juste valeur préliminaire aux termes de l'acquisition d'Alterra	141 135
Quote-part du résultat global	3 016
Distributions reçues	(7 557)
Écarts de change	(70)
Solde de clôture au 30 juin 2018	136 524

7.2 Engagements des coentreprises et des entreprises associées

Au 30 juin 2018, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements des coentreprises et des entreprises associées est la suivante :

Années	Production éolienne
2018	3 089
2019	7 101
2020	7 101
2021	7 101
2022	7 101
Par la suite	96 018
Total	127 511

8. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, la Société a acquis HS Orka, qui détient deux contrats d'achat d'électricité qui comportent des dérivés incorporés qui sont comptabilisés séparément des contrats hôtes. HS Orka a conclu des contrats de vente d'électricité relatifs à l'approvisionnement en électricité jusqu'en 2026 et un contrat de vente d'électricité jusqu'en 2019. Les paiements aux termes des contrats sont effectués en dollars américains et sont liés au prix de l'aluminium. Ces contrats de vente d'électricité à long terme comprennent des dérivés incorporés, dont la valeur est ajustée en fonction des variations des prix futurs de l'aluminium. Dans l'évaluation de la valeur des dérivés incorporés, des méthodes d'évaluation généralement reconnues sont appliquées étant donné que la valeur de marché n'est pas disponible. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La juste valeur des dérivés incorporés est calculée sur la base du prix à terme de l'aluminium. La valeur actualisée attendue des flux de trésorerie à la date de clôture est calculée sur la base des prix à terme de l'aluminium à la Bourse des métaux de Londres (LME) sur la durée de vie résiduelle des contrats. Les dérivés incorporés sont comptabilisés à la juste valeur à l'origine et à chaque période de présentation de l'information financière ultérieure en fonction de la valeur actualisée attendue des flux de trésorerie. La variation de la juste valeur des dérivés incorporés est comptabilisée en résultat net. Le calcul de la valeur actualisée du taux d'actualisation que la Société utilise est fondé sur la courbe de rendement actuelle du gouvernement pour les titres à coupons détachés des États-Unis plus l'écart applicable correspondant au risque de contrepartie, qui est calculé en fonction de la note de crédit de la contrepartie.

Alterra détient des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La comptabilité de couverture est appliquée aux contrats suivants :

Contrats	Expiration	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale 30 juin 2018
Contrats utilisés pour couvrir le risque de taux d'intérêt :			
Swap de taux d'intérêt au taux de 7,9 %	2023	Aucune	29 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 8,1 %	2023	Aucune	49 000

Prorogation des contrats de change à terme

Le 23 avril 2018, la Société a prorogé tous ses contrats de change à terme qui couvrent son exposition au taux de change de ses investissements en France. Les contrats ont été prorogés pour une période de deux ans à compter de leur date d'échéance initiale, qui vont d'avril 2018 à août 2019.

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipé	Valeurs nominales 30 juin 2018
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change			
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7332 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,7575 $ pour 1 €)	2020 (avant 2018)	Aucune	159 344
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2042 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7340 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,7588 $ pour 1 €)	2020 (avant 2018)	Aucune	49 957
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,6850 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,7150 $ pour 1 €)	2021 (avant 2019)	Aucune	111 945
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7654 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,7890 $ pour 1 €)	2021 (avant 2019)	Aucune	167 963
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7804 $ CA pour 1 € (auparavant, 1,8011 $ pour 1 €)	2021 (avant 2019)	Aucune	80 941

9. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le bénéfice net par action est calculé de la façon suivante :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
		(montants retraités – note 2.2)		(montants retraités – note 2.2)
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	13 331	14 404	6 714	16 698
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)	(2 971)	(2 971)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	11 846	12 919	3 743	13 727
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	132 523	108 431	127 586	108 386
Bénéfice net par action, de base (en $)	0,09	0,12	0,03	0,13
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	132 523	108 431	127 586	108 386
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	728	995	722	976
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	133 251	109 426	128 308	109 362
Bénéfice net par action, dilué (en $)	0,09	0,12	0,03	0,13

a. Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires sont exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation.

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Actions exclues des éléments dilutifs sur les actions ordinaires qui peuvent être émises à partir des (en milliers) :				
Options sur actions	203	126	203	126
Débentures convertibles	14 167	6 667	14 167	6 667

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parc solaire	Installations géothermiques	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût								
Au 1er janvier 2018	3 055	2 081 857	1 410 294	124 322	—	—	14 476	3 634 004
Ajouts	77	755	143	132	7 930	6 877	1 194	17 108
Acquisitions d'entreprises [note 3 a)]	—	—	—	—	430 305	56 250	1 052	487 607
Cessions	—	(435)	(143)	—	(472)	—	—	(1 050)
Autres variations	—	(791)	(2 034)	—	—	—	(5)	(2 830)
Écarts de change, montant net	8	386	15 329	—	1 122	106	93	17 044
Au 30 juin 2018	3 140	2 081 772	1 423 589	124 454	438 885	63 233	16 810	4 151 883
Cumul de l'amortissement								
Au 1er janvier 2018	—	(230 616)	(172 439)	(33 733)	—	—	(8 978)	(445 766)
Amortissement	—	(19 445)	(28 352)	(2 982)	(7 501)	—	(953)	(59 233)
Cessions	—	62	4	—	357	—	—	423
Autres variations	—	—	—	—	—	—	(2)	(2)
Écarts de change, montant net	—	(151)	(405)	—	9	—	(11)	(558)
Au 30 juin 2018	—	(250 150)	(201 192)	(36 715)	(7 135)	—	(9 944)	(505 136)
Valeur comptable au 30 juin 2018	3 140	1 831 622	1 222 397	87 739	431 750	63 233	6 866	3 646 747

La totalité des immobilisations corporelles est donnée en garantie des financements de projet respectifs ou du financement général de la Société.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement inscrits à l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés aux facilités de crédit rotatif sont inscrits à l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée. Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement inscrits à l'actif de 220 $ engagés avant la mise en service.

Le coût des installations a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 3 003 $ (3 003 $ au 31 décembre 2017).

11. DETTE À LONG TERME

(Les références aux $ US, aux € et aux ISK sont en milliers)

a. Augmentation des facilités de crédit rotatif

Le 6 février 2018, la Société a annoncé qu'elle avait augmenté ses facilités de crédit rotatif de 225 000 $, pour les porter à 700 000 $, et qu'elle avait ajouté un nouveau prêteur au consortium de prêteurs. L'échéance des facilités de crédit rotatif est toujours fixée à décembre 2022.

b. Alterra

Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes d'une valeur totale de 305 045 $.

- Une facilité d'emprunt de 112 991 $ comportant trois tranches (tranche A : 65 335 $, tranche B : 21 713 $, tranche C : 20 705 $ US). La facilité d'emprunt ne comporte aucun calendrier de remboursement prévu du capital avant l'échéance. La facilité d'emprunt est garantie par les flux de trésorerie futurs et par les placements indirects en capitaux propres dans Toba Montrose, Dokie, Jimmie Creek et Flat Top.
- Un emprunt par la société HS Orka de 76 919 $ (49 641 €). L'emprunt est d'une durée initiale de cinq ans et est assorti d'options de prorogation d'au plus 18 ans. Le taux d'intérêt sur la facilité est le taux interbancaire offert en euros (Euro Interbank Offered Rate) (« EURIBOR ») majoré de 3,15 %. L'emprunt servira surtout à la construction du projet hydroélectrique Brúarvirkjun, au forage et à d'autres activités d'aménagement sur le terrain à Reykjanes. Le prêt sera financé en tranches lorsque certaines conditions sont remplies. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 79 784 $, pour un taux d'intérêt effectif de 3,6 %. L'emprunt est garanti par les actifs d'exploitation de HS Orka, de l'expansion de Reykjanes et du projet Brúarvirkjun.
- Un emprunt par la société HS Orka de 2 864 $ (230 618 ISK) portant intérêt à 5,6 % et échéant en 2031. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de 2 805 $.
- Une obligation de société de portefeuille de 48 155 $ (38 431 $ US) à rembourser par la filiale Magma Energy Sweden A.B (« Magma Sweden »). Aux termes de l'obligation, elle est devenue payable immédiatement au moment de la suppression de l'inscription des actions d'Alterra de la TSX en raison de l'acquisition. En conséquence, l'obligation a été entièrement réglée le 6 février 2018 à la suite de la réalisation de l'acquisition d'Alterra.
- Une obligation de société de portefeuille de 44 010 $ (35 124 $ US) à rembourser par Magma Sweden. L'obligation de société de portefeuille était garantie par les actions de HS Orka, portait intérêt au taux de 8,5 % par année et devait arriver à échéance le 23 octobre 2021. L'obligation a été remboursée intégralement au cours du premier trimestre (voir la note 16).
- Une facilité de crédit renouvelable à court terme de 17 300 $. La facilité avait une capacité d'emprunt de 20 000 $, et les fonds étaient disponibles sur une base renouvelable à un taux d'intérêt de 8 % par année, composé et payable mensuellement. Le montant emprunté a été remboursé intégralement au cours du premier trimestre et la facilité est arrivée à échéance le 31 mars 2018 (voir la note 16).

	Taux d'intérêt en 2018	Échéance	30 juin 2018
Alterra			
Facilité d'emprunt de la société de portefeuille	7,49 % - 8,07 %	2023	87 226
Facilité d'emprunt de la société de portefeuille (20 734 $ US)	8,11 %	2023	27 302
Emprunts de HS Orka (55 061 €)	3,60 %	2022	84 633
Emprunts de HS Orka (215 243 couronnes islandaises)	5,60 %	2031	2 680

Emprunt à terme non garanti subordonné

Parallèlement à la conclusion de l'acquisition d'Alterra, Innergex a obtenu un emprunt à terme non garanti subordonné de 150 000 $ d'une durée de cinq ans assorti d'un taux d'intérêt de 5,13 %.

c. Boulder Creek et Upper Lillooet River

Le prêt de construction a été converti en un emprunt à terme le 29 juin 2018.

Le prêt comprend trois facilités, ou tranches :

- Un prêt de construction de 191 643 $ a été converti en un emprunt à terme de 25 ans amorti sur une période de 22 ans. Cet emprunt à terme sera remboursable en versements semestriels à compter de 2021 et arrivera à échéance en 2043. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux fixe de 4,22 %.
- Un prêt de construction de 250 000 $ a été converti en un emprunt à terme de 38 ans amorti sur une période de 13 ans. Cet emprunt à terme sera remboursable en versements semestriels à compter de 2043 et arrivera à échéance en 2056. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux fixe de 4,46 %.
- Un prêt de construction de 50 000 $ a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 38 ans. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux fixe de 4,46 %. Le capital sera exigible à l'échéance en 2056.

Cette dette est garantie par les actifs de Boulder Creek Power L.P. et d'Upper Lillooet River Power L.P.

12. DÉBENTURES CONVERTIBLES

Le 12 juin 2018, la Société a émis un montant en capital total de 150 000 $ de débentures convertibles à 4,75 % à un prix de 1 000 $ par débenture convertible, portant intérêt à un taux de 4,75 % par année, payable semestriellement le 30 juin et le 31 décembre de chaque année, à compter du 31 décembre 2018. Les débentures convertibles seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 20,00 $ par action, soit un taux de conversion de 50 actions ordinaires pour chaque tranche de 1 000 $ de montant en capital au titre des débentures convertibles. Les débentures convertibles arriveront à échéance le 30 juin 2025 et ne seront pas rachetables avant le 30 juin 2021, sauf dans certaines circonstances limitées. À compter du 30 juin 2021 et avant le 30 juin 2023, Innergex peut racheter les débentures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés, dans certaines circonstances. À compter du 30 août 2023, Innergex peut racheter les débentures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés.

Les débentures convertibles sont subordonnées à l'ensemble de la dette de la Société.

Produit de l'émission des débentures convertibles à 4,75 %	150 000
Coûts de transaction	(6 900)
Produit net	143 100
Montant classé dans les capitaux propres	(2 865)
Composante passif des débentures convertibles au moment de l'émission (taux d'intérêt effectif de 6,08 %)	140 235
Désactualisation des débentures convertibles	69
Composante passif des débentures convertibles	140 304

La composante passif s'accroît de sorte qu'à l'échéance, le passif correspondra à la valeur nominale moins les conversions antérieures, le cas échéant.

13. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

a) Rachat d'actions ordinaires

Le 15 août 2017, Innergex a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto (TSX) l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires (l'« offre »). Conformément à cette offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,84 % des 108 640 790 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 14 août 2017. L'offre a été lancée le 17 août 2017 et prendra fin le 16 août 2018. Au 31 décembre 2017, 56 082 actions ordinaires avaient été rachetées et annulées à un prix moyen de 13,85 $. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2018, 697 212 actions ordinaires additionnelles ont été rachetées aux fins d'annulation à un prix moyen de 13,60 $.

b) Émission d'actions ordinaires

Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, la société a émis 24 327 225 actions ordinaires à un prix de 13,59 $, pour une valeur de 330 607 $ [voir la note 3 a)].

c) Surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires

Une résolution spéciale visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution ne soit versé aux actionnaires, a été adoptée le 15 mai 2018. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires de 337 785 $ et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

14. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

a. Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017
Débiteurs et impôt à recevoir	26 462	3 937
Charges payées d'avance et autres	(555)	(923)
Fournisseurs, autres créditeurs et impôt à payer	(15 455)	(11 591)
	10 452	(8 577)

b. Renseignements supplémentaires

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017
Intérêts versés (y compris les intérêts inscrits à l'actif de 220 $ [5 812 $ en 2017])	74 485	63 484
Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :		
Immobilisations corporelles impayées	(1 872)	(32 484)
Actions dont les droits ont été acquis dans le régime d'ALR	948	—
Coûts de transaction impayés liés aux débentures convertibles	490	—
Variation des taux d'actualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(63)	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(4 423)	(3 693)
Actions ordinaires émises au moment de l'acquisition d'Alterra	(330 607)	—
Investissement provenant de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	697	—
Prêts consentis à des associés en échange de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	—	(2)

c. Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017
		(montants retraités)
Dette à long terme au début de la période	3 149 354	2 598 096
Augmentation de la dette à long terme	542 118	300 866
Remboursement de la dette à long terme	(437 021)	(163 203)
Paiement des frais de financement différés	(2 687)	(613)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	313 366	311 012
Autres variations	7 844	5 308
Écarts de change, montant net	16 207	9 832
Dette à long terme à la fin de la période	3 589 181	3 061 298

15. FILIALES

a) HS Orka hf

Par suite de l'acquisition d'Alterra, la société détient une participation de 53,9 % dans HS Orka hf, qui détient deux centrales géothermiques en exploitation en Islande : Svartsengi et Reykjanes.

Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

Au	30 juin 2018
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	30 124
Actifs non courants	847 826
	877 950
Passifs courants	31 835
Passifs non courants	203 353
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	346 449
Participations ne donnant pas le contrôle	296 313
	877 950

	Période de trois mois close le 30 juin 2018	Période de 145 jours close le 30 juin 2018
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	25 578	41 995
Charges[1]	19 518	38 773
Bénéfice net	6 060	3 222
Autres éléments du résultat global	(35 016)	1 789
Total du résultat global	(28 956)	5 011
Bénéfice net attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	3 266	1 736
Participations ne donnant pas le contrôle	2 794	1 486
	6 060	3 222
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(15 607)	2 701
Participations ne donnant pas le contrôle	(13 349)	2 310
	(28 956)	5 011

1. Les charges comprennent aussi des charges hors trésorerie, comme des amortissements totalisant 5 809 $ et un profit net latent sur les instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 4 738 $ pour le trimestre clos le 30 juin 2018. Les charges comprennent aussi des charges hors trésorerie, comme des amortissements totalisant 9 079 $ et une perte nette latente sur les instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 5 120 $ pour la période de 145 jours close le 30 juin 2018.

b) Creek Power Inc

Le 15 mai 2018, Innergex a annoncé qu'elle avait acquis la participation de 33,3 % de Ledcor Power Ltd. dans Creek Power Inc., une société qui détient indirectement les centrales hydroélectriques Fitzsimmons Creek, Boulder Creek et Upper Lillooet River situées en Colombie-Britannique ainsi qu'un portefeuille de projets potentiels, pour une contrepartie totale de 1 700 $. Innergex détenait déjà la participation restante de 67,7 % dans Creek Power Inc. Innergex détenait également toutes les actions privilégiées et a reçu pratiquement tous les flux de trésorerie générés par les trois centrales.

Le montant de 32 108 $ auparavant comptabilisé dans les participations ne donnant pas le contrôle a été éliminé étant donné que la Société détient désormais 100 % de Creek Power Inc. Puisque le changement de propriété n'a pas donné lieu à un changement de contrôle, l'écart entre l'ajustement des participations ne donnant pas le contrôle et la contrepartie versée a été comptabilisé directement dans le déficit (33 808 $).

16. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées menées dans le cours normal des activités sont évaluées à la juste valeur, soit le montant déterminé et convenu par les parties liées, à moins que des exigences particulières aux termes des IFRS ne justifient un traitement différent.

Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, les dettes suivantes ont été prises en charge : i) en 2011, Ross J. Beaty, président du conseil d'administration et important actionnaire d'Alterra, a conclu une facilité de crédit renouvelable avec Alterra (la « facilité de crédit »). La facilité de crédit avait une capacité d'emprunt de 20 000 $ et mettait les fonds à la disposition d'Alterra, sur une base renouvelable à un taux d'intérêt de 8 % par année, composé et payable mensuellement. En outre, une commission d'engagement d'un montant de 0,75 % de la facilité de crédit, et des frais de retrait de 1,5 % des montants avancés étaient payables au comptant. La facilité de crédit est arrivée à échéance le 31 mars 2018. Alterra avait emprunté 17 300 $ en vertu de la facilité de crédit; et ii) en octobre 2016, Ross J. Beaty a prêté à Magma Energy Sweden A.B (une filiale d'Alterra) 35 700 $ US par l'émission d'une obligation de cinq ans (l'« obligation »). L'obligation portait intérêt à un taux annuel de 8,5 %, avec des frais initiaux de 2 % du capital qui ont été payés à la clôture du financement. L'obligation était garantie par 15 % des actions en circulation dans HS Orka. Afin d'optimiser sa gestion de la trésorerie, la Société a remboursé la facilité de crédit et l'obligation au cours du premier trimestre (voir note 11).

17. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

a. Contrats d'achat d'électricité

Centrales de la Colombie-Britannique

Le 16 avril 2018, Innergex a annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique Brown Lake. Le contrat renouvelé est d'une durée de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujetti à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission.

Le 16 avril 2018, Innergex et la bande indienne Sekw'el'was de Cayoose Creek ont annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique Walden North. Le contrat renouvelé est d'une durée de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujetti à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission.

b. Dépôt d'une requête pour permission d'en appeler d'une décision sur les droits d'utilisation de l'eau

Le 3 avril 2018, Harrison Hydro Project Inc., Fire Creek Project Limited Partnership, Lamont Creek Project Limited Partnership, Stokke Creek Project Limited Partnership, Tipella Creek Project Limited Partnership et Upper Stave Project Limited Partnership ont demandé l'autorisation d'interjeter appel devant la Cour suprême du Canada de la décision de l'Environmental Review Board relative aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le 2 août 2018, la demande d'autorisation d'interjeter appel a été rejetée. Ce dénouement pourrait avoir une incidence sur les charges de ces entités sur une base annuelle à l'avenir; l'augmentation annuelle globale attendue des droits d'utilisation de l'eau pourrait s'élever à environ 1 600 $. La Société cherche actuellement des moyens d'effectuer une réorganisation interne de la propriété des projets afin de réduire au minimum ou même d'éliminer cette augmentation. Le montant de cette augmentation des droits d'utilisation de l'eau a déjà été inclus dans les résultats des exercices 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 et 2018 de la Société, qui détient une participation indirecte de 50,0024 % dans les centrales.

En outre, le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés aux Appelants pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3 300 $. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et les Appelants ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board, qui a été suspendu jusqu'à ce que l'appel mentionné au paragraphe précédent soit réglé. Cet appel se poursuivra désormais pour des motifs différents qui ne sont pas liés à l'appel précédent.

c. Décision en faveur de HS Orka par le tribunal de première instance

En février 2016, HS Orka avait fait parvenir une lettre d'avocat à HS Veitur hf pour lui demander le paiement de la totalité de la créance à long terme liée au passif partagé au titre des prestations de retraite. Cette demande faisait suite à la réception d'un avis de résiliation d'une entente concernant le paiement des prestations de retraite envoyé par HS Veitur le 31 décembre 2015. Les deux entreprises avaient conclu une entente en 2011 quant à la quote-part de HS Veitur, et HS Orka estime que sa demande est entièrement justifiée sur la base de cette entente. Les négociations n'ont pas permis de régler l'affaire. Les procédures judiciaires se sont déroulées en mars 2018 et, le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur de HS Orka. HS Veitur a interjecté appel devant la Cour d'appel, qui est un tribunal de deuxième instance. La Société s'attend à ce qu'une décision soit rendue d'ici avril 2019. Une réclamation de 9 900 $ a été déposée est est incluse dans les débiteurs au bilan.

18. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 juin 2018, à l'exclusion de ses participations dans des coentreprises et les entreprises associées, la Société détenait des participations dans 29 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, dans 15 parcs éoliens en France, dans deux centrales géothermiques en Islande ainsi que dans une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Le tableau suivant présente des détails à l'égard des quatre principaux secteurs géographiques dans lesquels la Société exerce ses activités.

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits				
Canada	106 544	99 865	174 975	164 354
France	15 860	8 845	48 079	18 325
Islande	25 578	—	41 995	—
États-Unis	1 559	820	2 373	1 377
	149 541	109 530	267 422	184 056

Aux	30 juin 2018	31 décembre 2017
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé		
Canada	3 092 679	2 977 859
France	966 484	973 740
Islande	847 827	—
États-Unis	250 722	7 052
	5 157 712	3 958 651

Secteurs opérationnels

La Société compte cinq secteurs opérationnels : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne, c) la production géothermique d) la production solaire et e) l'aménagement des emplacements.

Par l'intermédiaire des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne, de la production d'électricité géothermique et de la production solaire, la Société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens, ses installations géothermiques et son parc solaire surtout à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. Par l'intermédiaire du secteur de l'aménagement des emplacements, elle analyse les emplacements potentiels et aménage des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales géothermiques et des installations solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles décrites dans les principales méthodes comptables. La Société évalue le rendement en fonction du résultat avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, montant net des autres (produits) charges, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers. La Société comptabilise au coût les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à celui de la production hydroélectrique, de la production éolienne, de la production géothermique ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

Les activités des secteurs opérationnels de la Société sont menées par des équipes distinctes, car chaque secteur nécessite des compétences particulières.

Période de trois mois close le 30 juin 2018						
Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Géothermie	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	76 014	42 113	25 578	5 836	—	149 541
Charges :						
Exploitation	14 103	7 503	15 704	140	—	37 450
Frais généraux et administratifs	3 299	2 677	2 883	40	—	8 899
Projets potentiels	—	—	—	—	4 065	4 065
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers	58 612	31 933	6 991	5 656	(4 065)	99 127
Charges financières						49 438
Autres charges, montant net						1 427
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers						48 262
Amortissement des immobilisations corporelles						30 695
Amortissement des immobilisations incorporelles						11 071
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées						1 258
Profit net latent sur instruments financiers						(12 816)
Bénéfice avant impôt sur le résultat						18 054

Période de trois mois close le 30 juin 2017					
Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
					Montants retraités - note 2.2
Produits	74 177	29 777	5 190	386	109 530
Charges					
Exploitation	10 742	6 117	170	186	17 215
Frais généraux et administratifs	2 744	1 939	33	41	4 757
Projets potentiels	—	—	—	1 638	1 638
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente sur instruments financiers	60 691	21 721	4 987	(1 479)	85 920
Charges financières					39 287
Autres produits, montant net					(413)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente sur instruments financiers					47 046
Amortissement des immobilisations corporelles					23 707
Amortissement des immobilisations incorporelles					8 257
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées					(1 821)
Perte nette latente sur les instruments financiers					470
Bénéfice avant impôt sur le résultat					16 433

Période de six mois close le 30 juin 2018 Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Géothermie	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	110 677	106 163	41 995	8 587	—	267 422
Charges						
Exploitation	23 958	14 932	24 223	309	—	63 422
Frais généraux et administratifs	5 956	5 298	5 228	75	—	16 557
Projets potentiels	—	—	—	—	8 973	8 973
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers	80 763	85 933	12 544	8 203	(8 973)	178 470
Charges financières						95 109
Autres charges, montant net						3 615
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers						79 746
Amortissement des immobilisations corporelles						59 233
Amortissement des immobilisations incorporelles						21 705
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées						(1 838)
Profit net latent sur les instruments financiers						(673)
Bénéfice avant impôt sur le résultat						1 319

Au 30 juin 2018						
Goodwill	15 180	40 873	42 762	303	5	99 123
Total de l'actif	2 608 434	1 880 377	902 954	108 062	77 581	5 577 408
Total du passif	2 255 092	1 618 594	452 996	113 727	91 728	4 532 137
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	1 192	251	10 137	132	5 396	17 108

Période de six mois close le 30 juin 2017					
Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
					Montants retraités - note 2.2
Produits	108 535	66 669	8 466	386	184 056
Charges :					
Exploitation	21 481	11 292	345	186	33 304
Frais généraux et administratifs	5 510	3 360	88	377	9 335
Projets potentiels	—	—	—	4 556	4 556
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers	81 544	52 017	8 033	(4 733)	136 861
Charges financières					68 805
Autres produits, montant net					(772)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers					68 828
Amortissement des immobilisations corporelles					45 524
Amortissement des immobilisations incorporelles					16 022
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées					(2 537)
Profit net latent sur instruments financiers					(4 605)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					14 424

Au 31 décembre 2017 (montants retraités - note 2.2)					
Goodwill	8 269	30 311	—	—	38 580
Total de l'actif	2 425 646	1 651 537	101 449	11 824	4 190 456
Total du passif	2 093 158	1 515 468	99 902	25 803	3 734 331
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	18 804	352 968	12	185 884	557 668

19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

a. Dividendes déclarés par le conseil d'administration

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (en $)	Dividende par action privilégiée de série A (en $)	Dividende par action privilégiée de série C (en $)
13/08/2018	28/09/2018	15/10/2018	0,1700	0,2255	0,359375

b. Acquisition d'un projet solaire au Texas, États-Unis

Le 2 juillet 2018, la Société a annoncé l'acquisition d'un projet d'énergie solaire photovoltaïque de 250 MW_{AC}/315 MW_{DC} situé dans le comté de Winkler, au Texas. Un avis final de démarrage des travaux a également été émis le 2 juillet 2018 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au cours du troisième trimestre de 2019. Le projet est également admissible à un crédit d'impôt fédéral à l'investissement (CII) équivalant à environ 30 % des coûts en capital du projet. Le CII sera surtout attribué à l'investisseur participant au partage fiscal.

c. Partenariat et acquisition au Chili

Le 3 juillet 2018, Innergex a conclu le partenariat de coentreprise précédemment annoncé avec Energía Llaima pour une participation de 50 % dans l'entreprise qui détient la centrale hydroélectrique Energía Coyanco (12 MW) et le parc solaire Pampa Elvira (34 MW). Innergex a investi un montant initial de 10 000 $ US (12 775 $) par l'intermédiaire des fonds disponibles de ses facilités de crédit renouvelables et a accepté d'investir 100 000 $ US supplémentaires (140 500 $) sur une période de 12 mois, dont une tranche de 90 000 $ US a été investie pour l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco.

Le 5 juillet 2018, Innergex et Energía Llaima ont mené à bien l'acquisition précédemment annoncée du projet hydroélectrique Duqueco de 140 MW au Chili. Le projet hydroélectrique de Duqueco est composé de deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001, Peuchen (85 MW) et Mampil (55 MW). Le prix d'achat, déduction faite de la trésorerie estimée de 10 000 $ US (12 775 $), s'élève à environ 210 000 $ US (268 275 $), sous réserve de certains ajustements. Un financement de 15 ans de 130 000 $ US (166 000 $) a été arrangé et souscrit. Le prêt à terme de 15 ans comprend un solde résiduel de 70 000 $ US (85 900 $) et porte intérêt à un taux variable auquel la Société a l'intention de réduire son exposition en concluant des instruments de couverture à long terme. Le produit tiré du prêt a été affecté au paiement d'une partie du prix d'achat. La quote-part nette d'Energía Llaima du prix d'achat résiduel s'est élevée à environ 80 000 $ US (102 200 $). De plus, Energía Llaima a effectué un dépôt pour obtenir un financement de 10 000 $ US (12 775 $).

d. Acquisition de la participation du partenaire dans cinq parcs éoliens

Le 2 août 2018, la Société a annoncé la conclusion d'une convention définitive visant l'acquisition de la participation de 62 % de TransCanada dans cinq parcs éoliens situés en Gaspésie, au Québec, soit Baie-des-Sables, Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche (les « parcs éoliens Cartier »), et sa participation de 50 % dans les entités d'exploitation des parcs éoliens Cartier (les « entités d'exploitation Cartier »), moyennant une contrepartie totale d'environ 630 000 $. Innergex est actuellement propriétaire des participations restantes dans les parcs éoliens Cartier et les entités d'exploitation Cartier.

Les parcs éoliens Cartier sont situés dans la région de la Gaspésie, au Québec. D'une puissance installée brute totale de 590 MW, la production d'électricité annuelle moyenne à long terme prévue est d'environ 1 780 GWh, suffisamment pour approvisionner en électricité environ 80 900 ménages québécois. Toute l'électricité produite par ces parcs éoliens est vendue à Hydro-Québec aux termes de contrats d'achat d'électricité existants à prix fixe, dont une partie est ajustée selon les indices d'inflation, pour des durées initiales de 20 ans, se terminant entre 2026 et 2032.

Innergex a obtenu des engagements de deux banques canadiennes importantes, soit BMO Marchés des capitaux et Valeurs Mobilières TD, en vue de garantir ses facilités de crédit existantes et d'accorder deux facilités de crédit à court terme pour couvrir entièrement le prix d'achat et les frais de transaction. Le financement a été structuré afin de permettre à Innergex de maintenir une solide cote d'évaluation.

Une première facilité de crédit à terme d'un an de 400 000 $ sans recours à Innergex permettra à la Société de mettre en place un financement à long terme sans recours au niveau des projets d'après la durée de vie utile des actifs. La participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier faisant l'objet de l'acquisition n'affiche actuellement aucune dette.

Une deuxième facilité de crédit à terme d'un an de 240 000 $ sera remboursé au moyen de la cession stratégique d'une participation minoritaire dans les parcs éoliens Cartier et d'autres actifs, ce qui pourrait être avantageux pour la Société. Innergex a l'intention de trouver un partenaire pour acquérir, dans une transaction structurée, une participation dans les parcs éoliens Cartier afin d'accroître le rendement pour les actionnaires tout en optimisant la structure d'investissement. Innergex demeurera propriétaire à 100 % des entités d'exploitation Cartier.

En outre, Innergex a conclu que la cession de certains actifs pour obtenir des capitaux pour la transaction est optimale pour son rendement et ses perspectives à long terme. Innergex estime qu'il existe un certain nombre d'occasions intéressantes et réalisables pour monétiser les actifs choisis ou des parties des actifs existants d'une façon qui soutienne la stratégie à long terme d'Innergex. La Société examinera minutieusement ces différentes options pour maximiser la valeur de son portefeuille d'actif. Bien que le moment de ces ventes dépendra des conditions du marché en vigueur, ces dernières devraient être réalisées dans un délai d'un an.

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

1225, Saint-Charles Ouest, 10e étage
Longueuil (QC) J4K 0B9
Tél. 450 928-2550
Téléc. 450 928-2544
innergex.com

Relations avec les investisseurs
Karine Vachon
Directrice - Communications
Tél. 450 928-2550 poste 1222
kvachon@innergex.com

Actions ordinaires - TSX : INE

Actions privilégiées de série A - TSX : INE.PR.A

Actions privilégiées de série C - TSX : INE.PR.C

Débentures convertibles - TSX : INE.DB.A
TSX : INE.DB.B

Notes de crédit attribuées par Standard & Poor's

Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-
Actions privilégiées de série A	P-3
Actions privilégiées de série C	P-3

Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

Innergex énergie renouvelable inc. offre un RRD à l'intention de ses détenteurs d'actions ordinaires. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site web au innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada, l'agent responsable du régime. Veuillez noter que, si vous souhaitez adhérer au RRD mais détenez vos actions par l'entremise d'un courtier ou d'une institution financière, vous devez communiquer avec cet intermédiaire et lui demander d'adhérer au RRD en votre nom.

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Pour toute demande de renseignements concernant les certificats d'actions, le paiement de dividendes, un changement d'adresse, ou la livraison électronique de documents destinés aux actionnaires, veuillez communiquer avec :

Services aux investisseurs Computershare inc.
1500, boul. Robert-Bourassa, bureau 700
Montréal (QC) H3A 3S8
Tél. 1 800-564-6253 ou
514 982-7555
service@computershare.com

This document is available in English.
For an electronic version, please visit our website at innergex.com.
For hard copies, please contact info@innergex.com