INNERGEX

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2018

POUR LA PÉRIODE
CLOSE LE
31 MARS 2018

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés n'ont pas été audités ni examinés 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 au fil de l'eau, des parcs éoliens, des parcs solaires photovoltaïques et des centrales géothermiques et exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France 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 le symbole INE.DB.A.

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 la période de trois mois close le 31 mars 2018. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 15 mai 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 et non audités et les notes annexes pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour la période de trois mois close le 31 mars 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 un complément 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 des renseignements détaillés.

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 postée 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 financiers	3	Renseignements financiers trimestriels	23
Vue d'ensemble	4	Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	28
Stratégie de la Société	5	Filiales à moins de 100 %	40
Indicateurs de rendement clés	5	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société	41
Mise à jour au premier trimestre	6	Transactions entre parties liées	42
Résultats d'exploitation	9	Mesures non conformes aux IFRS	43
Liquidités et ressources en capital	15	Information prospective	44
Structure du capital-actions	16	Modifications de méthodes comptables	47
Situation financière	17	Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	49
Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution	21	Événements postérieurs à la clôture	49
Information sectorielle	23		

FAITS SAILLANTS

- La production s'est établie à 96 % de la production moyenne à long terme (PMLT) pour la période de trois mois close le 31 mars 2018.
- Les produits ont augmenté de 58 % pour s'établir à 117,9 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 56 % pour s'établir à 79,3 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018.
- Innergex a complété l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra Power Corp. le 6 février 2018.
- Le parc éolien Flat Top de 200 MW au Texas, États-Unis, a été mis en service le 23 mars 2018.

Faits saillants financiers

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2018	2017
RÉSULTATS D'EXPLOITATION		montants retraités[4]
Production (MWh)	1 136 345	722 273
Produits	117 881	74 527
BAIIA ajusté[1]	79 343	50 942
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex[1 2]	5 332	2 250
BAIIA ajusté proportionnel[1]	84 675	53 192
Marge du BAIIA ajusté (%)[1]	67,3%	68,4%
Perte nette	(14 588)	(2 496)
Perte nette ajusté[1]	(7 221)	(6 473)
ACTIONS ORDINAIRES		
Dividendes	22 495	17 882
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	122 593	108 341

	Au	
	31 mars 2018	31 décembre 2017
SITUATION FINANCIÈRE		montants retraités[4]
Total de l'actif	5 533 528	4 190 456
Passifs non-courants	4 168 640	3 487 487
Participations ne donnant pas le contrôle	315 222	14 920
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	754 740	441 205

	Périodes de 12 mois closes le 31 mars	
	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	226 831	71 600
Flux de trésorerie disponibles[1 3]	96 233	73 659
Ratio de distribution (%)[1 3]	79%	95%

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 un complément 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 ».

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 photovoltaïque 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 :

- 64 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 8,6 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 (« CAÉ ») dont la durée moyenne pondérée restante est de 17,0 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);

- deux projets dont la mise en service commerciale est prévue en 2019 et en 2020 (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 ou l'Islande. Ces divers Projets potentiels représentent une puissance installée nette combinée de 8 180 MW (puissance brute de 8 850 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)	64 Installations en exploitation	2 Projets en développement	Plusieurs projets potentiels
HYDRO			
Nette	722,4	5,4	1 980,0
Brute	1 028,5	10,0	2 265,0
ÉOLIEN			
Nette	772,7	350,0	5 875,0
Brute	1 629,4	350,0	6 185,0
GÉOTHERMIQUE			
Nette	93,8	—	85,0
Brute	174,0	—	160,0
SOLAIRE			
Nette	53,0	—	240,0
Brute	53,7	—	240,0
TOTAL			
Nette	**1 641,9**	**355,4**	**8 180,0**
Brute	**2 885,6**	**360,0**	**8 850,0**

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 34 centrales hydroélectriques localisées sur 29 bassins versants, 25 parcs éoliens, 2 centrales géothermiques et 3 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 15 mai 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;
- (Perte nette) Bénéfice net ajusté;
- 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 un complément d'information.

MISE À JOUR AU PREMIER TRIMESTRE

Acquisition d'Alterra Power Corp.

Le 6 février 2018, Innergex a clôturé l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra Power Corp. (« Alterra ») (la « transaction »). À la suite de la transaction, les actionnaires d'Alterra avaient le choix de recevoir soit une contrepartie de 8,25 $ en espèces ou 0,5563 action ordinaire d'Innergex par action ordinaire d'Alterra, sous réserve dans chaque cas de la répartition, de sorte que la contrepartie totale versée à tous les actionnaires d'Alterra soit composée approximativement de 25 % en espèces et de 75 % en actions ordinaires d'Innergex.

Les actions ordinaires d'Innergex émises aux actionnaires d'Alterra dans le cadre de la transaction représentent une participation approximative de 18 % de la société combinée. Un membre du conseil d'administration d'Alterra s'est joint au conseil d'administration d'Innergex à la clôture de la transaction.

FAITS SAILLANTS DE L'EXPLOITATION

Alterra est complémentaire aux projets actuellement en exploitation, en construction et potentiels d'Innergex, entraînant une plus grande diversification géographique et technologique grâce à une forte présence sur les marchés de l'énergie des États-Unis et de l'Islande, ainsi que l'ajout d'une production d'énergie géothermique à la production d'Innergex. La transaction accélère considérablement le profil de croissance d'Innergex. Les équipes de direction chevronnées d'Alterra et d'Innergex, qui ont l'habitude de développer et d'exploiter avec succès des projets d'énergie renouvelable dans divers territoires, joueront un rôle important dans le développement du vaste ensemble de projets de croissance de la société combinée.

SOUTIEN D'ACTIONNAIRES IMPORTANTS

Innergex a conclu une convention de soutien avec M. Ross Beaty, président exécutif du conseil d'Alterra, et certaines entités liées qui avaient le contrôle sur approximativement 31 % des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra. En vertu de la convention de soutien, M. Beaty et ces entités liées ont choisi de recevoir des actions ordinaires d'Innergex en contrepartie de la totalité des actions ordinaires d'Alterra qu'ils détiennent et convenu d'une période de détention de 12 mois à l'égard des actions ordinaires d'Innergex qu'ils ont reçu par suite de la transaction.

FINANCEMENT

Innergex a structuré le financement de la partie en espèces de la transaction de manière à conserver un bilan solide et souple qui procure amplement de liquidités pour financer pleinement le portefeuille de développement d'Innergex après la transaction. À cette fin, la Caisse de dépôt et placement du Québec a consenti à la Société un prêt à terme de cinq ans subordonné non garanti au montant de 150 M$ à un taux d'intérêt de 5,128 %.

Innergex a également augmenté de 225 M$, à 700 M$, ses facilités de crédit rotatif. L'échéance des facilités de crédit demeure décembre 2022.

SOMMAIRE DES PROJETS D'ALTERRA

En exploitation	Énergie	Pays	Propriété	Puissance installée nette (MW)	Produits prévus en 2018 (M$)[3 4]	BAIIA ajusté brut[2] prévu en 2018 (M$)[3 4]	BAIIA ajusté net[5] prévu en 2018 (M$)[4]
Shannon[1]	Éolien	États-Unis	50%	102	23,4	12,7	6,4
East Toba	Hydro	Canada	40%	59	75,6 [6]	58,2 [6]	23,3 [6]
Montrose Creek	Hydro	Canada	40%	35			
Reykjanes 1-2	Géothermique	Islande	54%	54	72,1 [7]	34,9 [7]	18,8 [7]
Svartsengi[8]	Géothermique	Islande	54%	40			
Dokie	Éolien	Canada	26%	37	36,6	26,5	6,8
Jimmie Creek	Hydro	Canada	51%	32	19,7	15,6	8,0
Kokomo[1]	Solaire	États-Unis	90%	6	1,0	0,8	0,7
Spartan[1]	Solaire	États-Unis	100%	14	2,0	1,6	1,6
Flat Top[1]	Éolien	États-Unis	51%	102	26,7	11,9	6,1
En exploitation				**481**			**71,7**

En construction	Énergie	Pays	Propriété	Puissance installée nette (MW)	Produits prévus à l'an un (M$)[3 4]	BAIIA ajusté brut[2] prévu à l'an un (M$)[3 4]	BAAIA ajusté net[5] prévu à l'an un (M$)[4]
Brúarvirkjun	Hydro	Islande	54%	5	4,2	3,2	1,7
En construction				**5**			**1,7**

Projets potentiels[9]	Énergie	Pays	Propriété	Puissance nette (MW)
Stade avancé				
Foard City (admissible au CIP)[10]	Éolien	États-Unis	100%	350
Reykjanes 4	Géothermie	Islande	54%	16
Boswell Springs (admissible au CIP)[10]	Éolien	États-Unis	100%	320
Stade avancé				**686**
Autres projets potentiels				**>3 500**

1 Le pourcentage de propriété correspond à la tranche de la participation commanditée d'Innergex.
2 Le BAIIA ajusté brut 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 » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.
3 Correspond à 100 % de l'installation.
4 Les dollars américains et les couronnes islandaises sont convertis en dollars canadiens au cours du change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,289 et au cours du change entre le dollar canadien et la couronne islandaise de 78,35.
5 Le BAIIA ajusté net n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celui présenté par d'autres émetteurs. Il correspond au BAIIA ajusté brut multiplié par le pourcentage de propriété. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.
6 Correspond aux paramètres combinés de Toba Montrose (East Toba et Montrose Creek).
7 Correspond aux paramètres combinés de HS Orka (Reykjanes 1-2 et Svartsengi).
8 La centrale géothermique Svartsengi vend également de l'eau avec une capacité brute d'énergie thermique de 190 MW.
9 Rien ne garantit que ces projets seront menés à terme dans les délais et conformément au budget, et la quantité de MW par projet pourrait varier.
10 CIP signifie crédits d'impôt sur la production d'énergie renouvelable aux États-Unis.

L'acquisition d'Alterra comprenait également une participation de 54 % dans une filiale qui est propriétaire d'une participation de 30 % dans Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort situé en Islande. Innergex a l'intention d'évaluer la participation future dans cet actif secondaire.

L'acquisition d'Alterra comprend une participation 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 »).

Activités de mise en service

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée[1] (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, première année complète	
					Estimés[1] (M$)	Au 31 mars (M$)	Produits[1] (M$)	BAIIA ajusté[1 3] (M$)
ÉOLIEN (États-Unis)								
Flat Top	51,0	200,0	872,9	13	404,8 [2]	394,9 [2]	26,7 [2]	11,9 [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 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 » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Flat Top
Au premier trimestre, la Société a procédé à la mise en service commerciale du parc éolien Flat Top de 200 MW, situé au Texas, États-Unis. La construction a commencé avant qu'Innergex en fasse l'acquisition et l'essentiel des travaux a été achevé en mars 2018. L'exploitation commerciale a débuté le 23 mars 2018. Le parc éolien Flat Top vendra toute sa production au réseau électrique ERCOT et fixera le prix de l'électricité sur la majorité de ses revenus auprès d'une filiale d'une importante institution financière établie aux États-Unis en vertu d'un contrat de produits de couverture de 13 ans qui débutera le 1er août 2018. Parallèlement à la mise en service commerciale, Flat Top a réalisé un financement de partage fiscal de 211,3 M$ US du projet dont les produits ont servi principalement à rembourser le prêt lié à la construction du projet.

Activités de construction

Les coûts totaux du projet 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]

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 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 un complément d'information.
4. L'électricité produite sera vendue sur le marché du détail.

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

En date du présent communiqué, les travaux de construction ont officiellement commencé et une cérémonie ouverte au public a eu lieu à la fin de février, à la suite de l'approbation du permis de construction par l'administration locale. Les deux appels qui avaient été déposés en novembre 2017 ont été rejetés. En plus du permis de construction, le projet a également reçu son étude d'impact environnemental 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. Un nouvel appel a été déposé devant l'Appellate Committee for Environment and Resources (par l'un des deux demandeurs précédents) pour demander l'annulation du permis de construction. 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.

Activités de développement

Foard City
Le développement du projet éolien Foard City de 350 MW progresse très bien; le contrôle du site est terminé, tout comme d'autres étapes du développement, dont les études d'impact environnemental et les ententes d'allègement de taxe foncière.

En mai 2018, la Société a conclu un CAÉ d'une durée de 12 ans pour 300 MW; les ventes en vertu de ce CAÉ débuteront lorsque le parc éolien aura été mis en service commercial. Le projet, qui est situé au Texas, 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.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour le trimestre s'est établie à 96 % par rapport à la PMLT, en raison principalement de la baisse de production dans la plupart de nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, des difficultés liées aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et à la centrale Upper Lillooet River et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec, qui ont été partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne en France.

La production a augmenté de 57 %, les produits, de 58 %, et le BAIIA ajusté, de 56 %. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'apport des installations acquises en 2017 et en 2018, à une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien, à la hausse de la production dans tous les parcs éoliens en France ainsi qu'à l'apport des installations mises en service en 2017, facteurs partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans la plupart de nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de trois mois close le 31 mars 2018 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante en 2017.

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 le 31 mars					
	2018			2017		
	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDRO						
Québec	126 301	124 170	102%	133 487	124 170	108%
Ontario	24 530	24 294	101%	23 524	24 294	97%
Colombie-Britannique	179 432	213 291	84%	168 730	201 464	84%
États-Unis	10 206	7 927	129%	6 728	7 927	85%
Total partiel	340 469	369 682	92%	332 469	357 855	93%
ÉOLIEN						
Québec	352 315	382 945	92%	304 048	367 014	83%
France	241 375	227 706	106%	77 953	88 584	88%
Total partiel	593 690	610 651	97%	382 001	455 598	84%
GÉOTHERMIE						
Islande[2]	195 637	195 128	100%	—	—	—
SOLAIRE						
Ontario	6 549	7 130	92%	7 803	7 181	109%
Total	1 136 345	1 182 591	96%	722 273	820 634	88%

1. 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 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 un complément d'information au sujet des coentreprises et des entreprises associées de la Société.
2. Production et PMLT pour la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, les installations de la Société ont produit 1 136 345 MWh, soit 96 % par rapport à la PMLT de 1 182 591 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 92 % de leur PMLT en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, des pannes causées par les activités d'entretien et les conditions hivernales dans plusieurs de nos installations en Colombie-Britannique et de la baisse de production découlant de difficultés liées aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives à la centrale Upper Lillooet River, facteurs partiellement contrebalancés par des débits d'eau légèrement supérieurs à la moyenne au Québec, en Ontario et en Idaho. Globalement, les parcs éoliens ont produit 97 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et des difficultés liées aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n, partiellement contrebalancés par régimes éoliens supérieurs à la moyenne en France. Les centrales géothermiques ont produit 100 % de leur PMLT. Le parc solaire Stardale a produit 92 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire inférieur à la moyenne. Pour un complément d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de la production de 57 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport de l'acquisition d'Alterra et de parcs éoliens 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 globale.

La performance globale des installations de la Société pour la période close le 31 mars 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 le 31 mars			
	2018	2017	Variation	
		montants retraités[3]		
Produits	117 881	74 527	43 354	58 %
Charges d'exploitation	25 972	16 089	9 883	61 %
Frais généraux et administratifs	7 658	4 578	3 080	67 %
Charges liées aux Projets potentiels	4 908	2 918	1 990	68 %
BAIIA ajusté[1]	79 343	50 942	28 401	56 %
Marge du BAIIA ajusté[1]	67,3%	68,4%		
Charges financières	45 671	29 518	16 153	55 %
Autres charges (produits), montant net	2 188	(360)	2 548	(708)%
Amortissements	39 172	29 582	9 590	32 %
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées[2]	(3 096)	(715)	(2 381)	333 %
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	12 143	(5 075)	17 218	(339)%
(Économie) charge d'impôt	(2 147)	488	(2 635)	(540)%
Perte nette	(14 588)	(2 496)	(12 092)	484 %
Perte nette attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(6 617)	2 294	(8 911)	(388)%
Participations ne donnant pas le contrôle	(7 971)	(4 790)	(3 181)	66 %
	(14 588)	(2 496)	(12 092)	484 %
(Perte nette) bénéfice net par action - de base ($)	(0,07)	0,01		

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 un complément 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 un complément d'information au sujet des coentreprises et des 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 58 %, à 117,9 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Cette augmentation est attribuable principalement à l'apport de l'acquisition d'Alterra et de parcs éoliens en France en 2017, à une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien, à une production plus élevée au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et à l'augmentation de la production dans tous nos parcs éoliens français, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

Charges

En hausse de 63 %, à 38,5 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 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 la période de trois mois close le 31 mars 2018, la Société a constaté des charges d'exploitation de 26,0 M$ (16,1 M$ pour la période correspondante en 2017). L'augmentation de 61 % pour la période de trois mois est essentiellement attribuable 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. En 2017, les charges d'exploitation 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 au taux de location le plus élevé. 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 la période de trois mois close le 31 mars 2018, ces frais ont totalisé 7,7 M$ (4,6 M$ pour la période correspondante en 2017). L'augmentation de 67 % pour la période de trois mois découle principalement de l'acquisition d'Alterra, qui inclut 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 la période de trois mois close le 31 mars 2018, ces charges ont totalisé 4,9 M$ (2,9 M$ pour la période correspondante en 2017). L'augmentation de 68 % pour la période est liée 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, 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 56 %, à 79,3 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 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 un complément d'information.

Cette augmentation est principalement attribuable à l'augmentation de la production et des produits des nouvelles installations mises en service et acquises en 2017 et en 2018, partiellement contrebalancée 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 pour la période de trois mois, passant de 68,4 % à 67,3 %, 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 par rapport aux 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 59 %, à 84,7 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 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 un complément d'information.

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2018	2017
BAIIA ajusté[1]	79 343	50 942
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex[1] [2]	5 332	2 250
BAIIA ajusté proportionnel[1]	84 675	53 192

1. Le BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et 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 un complément d'information.
2. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » du présent rapport de gestion.

Cette augmentation est attribuable principalement à l'augmentation du BAIIA ajusté et de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées découlant de l'ajout des installations acquises en 2018.

Charges financières

En hausse de 55 %, à 45,7 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 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. L'augmentation est principalement attribuable aux charges liées aux installations mises en service ou acquises en 2017 et en 2018.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débentures convertibles de la Société était de 4,55 % au 31 mars 2018 (4,43 % au 31 décembre 2017).

Autres charges (produits), montant net

En hausse à 2,2 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Le *montant net des autres charges (produits)* comprend les coûts de transaction, le profit de change réalisé, le profit ou la perte sur contreparties conditionnelles, le montant net des autres produits, la perte découlant de la cession d'immobilisations corporelles, la reprise de la perte de valeur des prêts et l'amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché. Cette augmentation est attribuable principalement à la hausse de 4,3 M$ des coûts de transaction s'expliquant par l'acquisition d'Alterra en février 2018, partiellement contrebalancée par les profits réalisés sur les instruments financiers dérivés.

Amortissements

En hausse de 32 %, à 39,2 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Cette augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra en 2018, à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2017 et à la mise en service de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River en mars 2017 et de la centrale hydroélectrique Boulder Creek en mai 2017, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une augmentation de la période d'amortissement pour les parcs éoliens québécois.

Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées

Quote-part du bénéfice net de 3,1 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, comparativement à 0,7 M$ pour la période correspondante en 2017

Maintenant qu'elle a fait l'acquisition d'Alterra, la Société détient huit participations supplémentaires dans des coentreprises et des entreprises associées. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».

Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers

Perte nette latente de 12,1 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, comparativement à un profit net latent de 5,1 M$ pour la période correspondante en 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.

La perte nette latente sur instruments financiers pour la période de trois mois close le 31 mars 2018 est attribuable à une variation défavorable du swap de taux de change entre le dollar canadien et l'euro et à une perte de 9,9 M$ découlant de la baisse des prix futurs de l'aluminium affectant la valeur des dérivés incorporés liés à deux CAÉ à HS Orka, partiellement contrebalancées par 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.

Pour la période correspondante l'an dernier, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers de 5,1 M$, en raison principalement d'un profit net latent sur le swap de taux d'intérêt découlant d'une variation favorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro et de la conversion d'un prêt intragroupe. Même si, à la consolidation, le prêt intragroupe a été éliminé de l'état consolidé de la situation financière, la perte (le profit) de change connexe comptabilisé(e) dans le compte consolidé de résultat n'est pas éliminé(e) lors du processus de consolidation.

En lien avec la transaction 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.

(Économie) charge d'impôt

Économie d'impôt à 2,1 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 2,5 M$ (0,9 M$ pour la période correspondante en 2017) et une économie d'impôt différée de 4,7 M$ (économie d'impôt différée de 0,4 M$ pour la période correspondante en 2017). L'augmentation de 1,7 M$ de la charge d'impôt exigible est principalement attribuable à la hausse du bénéfice tiré des parcs éoliens en France. L'augmentation de l'économie d'impôt différée s'explique principalement par la hausse de la perte latente sur instruments financiers.

Perte nette

En hausse à 14,6 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, la Société a enregistré une perte nette de 14,6 M$ (perte nette de base et diluée de 0,07 $ par action), comparativement à une perte nette de 2,5 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,01 $ par action) pour la période correspondante en 2017. L'augmentation de 12,1 M$ de la perte nette s'explique principalement par l'augmentation de 17,2 M$ de la perte nette latente sur instruments financiers, l'augmentation de 16,2 M$ des charges financières, l'augmentation de 9,6 M$ des amortissements et l'augmentation de 2,5 M$ du montant net des autres charges (produits), partiellement compensées par l'augmentation de 28,4 M$ du BAIIA ajusté, l'augmentation de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées de 2,4 M$ et l'économie d'impôt de 2,6 M$.

Perte nette ajustée

En hausse de 12 %, à 7,2 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

La (Perte nette) Bénéfice net ajusté, 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. La (Perte nette) bénéfice net 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 un complément d'information.

Incidence sur la perte nette des instruments financiers	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2018	2017
		montants retraités[2]
Perte nette	(14 588)	(2 496)
Ajouter (Déduire) :		
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	12 143	(5 075)
Gain réalisée sur instruments financiers dérivés	(828)	—
Charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	675	1 132
Quote-part du profit net latent sur instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(4 623)	(34)
Perte nette ajustée[1]	(7 221)	(6 473)

1. La Perte nette ajustée 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 un complément d'information.
2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

Exclusion faite de la perte (des profits) sur instruments financiers et de l'impôt sur le revenu qui s'y rapporte, la perte nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2018 se serait établie à 7,2 M$, comparativement à une perte nette de 6,5 M$ en 2017. L'augmentation de la perte nette ajustée est attribuable principalement à la hausse des charges financières, des coûts de transaction et des amortissements, partiellement contrebalancée par l'augmentation du BAIIA ajusté et à l'augmentation de la quote-part des coentreprises et des entreprises associées.

Participations ne donnant pas le contrôle

Perte de 8,0 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, comparativement à une perte de 4,8 M$ pour la période correspondante en 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 »), 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 et à leurs commandités respectifs.

La hausse des pertes affectées aux participations ne donnant pas le contrôle découle principalement des pertes enregistrées par Creek Power, attribuables aux pertes habituelles liées à la faiblesse des débits d'eau en hiver aux centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek et aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives à la centrale Upper Lillooet River, ainsi que des pertes de HS Orka, attribuables principalement à une perte latente sur la variation de la juste valeur des dérivés incorporés; ces facteurs défavorables ont été partiellement contrebalancés par les produits générés par MU et la diminution de la perte enregistrée par HHLP, comparativement au même trimestre l'an dernier, en raison d'un paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 effectué en 2017.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 50,3 M$, comparativement à des flux de trésorerie de 15,8 M$ pour la même période l'an dernier. Au cours de la période de trois mois, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 104,6 M$ et a affecté 144,2 M$ aux activités d'investissement des flux de trésorerie, principalement aux fins du paiement de l'acquisition d'Alterra. Au 31 mars 2018, la Société détenait 73,7 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 34,5 M$, à 50,3 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Cette augmentation est attribuable à l'augmentation de 28,4 M$ du BAIIA ajusté et à la hausse de 21,1 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation de 10,7 M$ des intérêts versés sur la dette à long terme, l'augmentation de 4,3 M$ des coûts de transaction et l'incidence négative de 1,9 M$ de la variation des taux de change.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

En hausse de 50,6 M$, à 104,6 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Cette hausse est attribuable à une augmentation nette de la dette à long terme de 133,4 M$ en 2018, comparativement à une augmentation de 69,3 M$ de la dette à long terme en 2017, qui a été partiellement contrebalancée par un paiement de 9,5 M$ au titre du rachat d'actions ordinaires, une augmentation de 2,1 M$ du versement de dividendes sur les actions ordinaires et une diminution de 1,9 M$ des investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

L'augmentation de 133,4 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, partiellement contrebalancé par les remboursements prévus de la dette et le remboursement d'un prêt consacré 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 trois mois closes le 31 mars		
	2018	2017	Variation
Produit de l'émission de dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	302 086	88 856	
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	(166 104)	(19 119)	
Paiement des frais de financement différés	(2 614)	(476)	
Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme	133 368	69 261	64 107
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires	(9 487)	—	
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	218	2 090	
Génération du produit du financement	124 099	71 351	52 748
Acquisitions d'entreprises	(120 258)	(35 061)	
(Augmentation) diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	(10 498)	5 379	
Fonds nets (investis dans) prélevés des comptes de réserve	(1 388)	498	
Ajouts aux immobilisations corporelles	(17 638)	(38 421)	
Ajouts aux autres actifs non courants	(1 488)	(40)	
Utilisation du produit du financement, montant net	(151 270)	(67 645)	(83 625)
(Réduction) augmentation du fonds de roulement	(27 171)	3 706	(30 877)

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2018, la Société a emprunté un montant net de 133,4 M$, partiellement contrebalancé par un paiement de 9,5 M$ au titre du rachat d'actions ordinaires. Le montant net emprunté a servi à l'acquisition d'Alterra. La Société a augmenté ses liquidités et placements à court terme soumis à restrictions de 10,5 M$, surtout en raison de la trésorerie cumulée aux fins du paiement des travaux de construction des installations Rougemont 1-2, Vaite, Plan Fleury

et Les Renardières et de la trésorerie utilisée aux fins du paiement des travaux de construction des centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Décaissements en hausse de 81,5 M$, à 144,2 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 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 35,1 M$ en 2017) pour l'acquisition d'Alterra, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 17,6 M$ (décaissement de 38,4 M$ en 2017); et les fluctuations des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ont représenté un décaissement de 10,5 M$ (encaissement de 5,4 M$ en 2017).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

En hausse de 11,8 M$, à 73,7 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 11,8 M$ (augmentation de 6,1 M$ pour la période correspondante en 2017), en conséquence du résultat net 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 le 31 mars	
	2018	2017
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	122 593	108 341
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires[1]	719	954
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	123 312	109 295

1. Au 31 mars 2018, 2 579 684 des 2 782 599 options sur actions (3 331 684 des 3 457 432 options sur actions pour la période de trois mois close le 31 mars 2017) avaient un effet dilutif. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, aucune des 6 666 667 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

Au	15 mai 2018	31 mars 2018	31 mars 2017
Nombre d'actions ordinaires	132 566 525	132 321 661	108 375,159
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 15 mai 2018 et depuis le 31 mars 2018, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable principalement à l'émission de 244 864 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 31 mars 2018, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 mars 2017 est 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 251 193 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 le 31 mars	
	2018	2017
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires[1]	22 495	17 882
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ($/action)	0,170	0,165
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	767	767
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A ($/action)	0,2255	0,2255
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	719	719
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C ($/action)	0,3594	0,3594

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est 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 16 juillet 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 ($)
15/05/2018	29/06/2018	16/07/2018	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 vertu de l'offre publique de rachat de ses actions (les « actions ordinaires ») dans le cours normal des activités et de l'offre publique de rachat de ses actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif de série A (les « actions de série A ») et de ses actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif de série C (les « actions de série C ») dans le cours normal des activités (collectivement, les « offres de rachat ») couvrant la période entre le 24 mars 2016 et le 23 mars 2017, la Société n'a racheté aucune action ordinaire, aucune action de série A ni aucune action de série C aux fins d'annulation.

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 (la « nouvelle 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 la nouvelle 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 la nouvelle offre de rachat, au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2018, la Société a racheté 697 212 actions ordinaires à un prix moyen de 13,60 $ par action, pour une contrepartie totale de 9,5 M$.

SITUATION FINANCIÈRE

Au 31 mars 2018, l'actif total de la Société s'établissait à 5 534 M$, le passif total à 4 464 M$, y compris la dette à long terme de 3 630 M$, et les capitaux propres à 1 070 M$. Également, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 0,81:1,00 (0,90:1,00 au 31 décembre 2017). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 73,7 M$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions

de 74,5 M$ et des comptes de réserve de 51,8 M$. Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant la période de trois mois close le 31 mars 2018 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif pour l'exercice clos le 31 mars 2018

- Une augmentation des immobilisations corporelles de 535,3 M$, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en 2018 et de l'incidence du taux de change sur les immobilisations corporelles en France, partiellement contrebalancée par l'amortissement pour la période;
- Une augmentation des participations dans des coentreprises et des entreprises associées de 439,2 M$, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en 2018, qui a inclus huit coentreprises et entreprises associées;
- Une augmentation des immobilisations incorporelles de 204,5 M$, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en 2018 et de l'incidence du taux de change sur les immobilisations incorporelles nettes en France, partiellement contrebalancées par l'amortissement.

Éléments du fonds de roulement

Au 31 mars 2018, le fonds de roulement était négatif de 54,9 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,81:1,00 (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). La diminution du ratio du fonds de roulement est attribuable à la baisse des débiteurs, à l'augmentation des instruments financiers dérivés dans le passif et à la hausse des créditeurs, partiellement contrebalancées par l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et l'augmentation des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Au 31 mars 2018, sur les 700,0 M$ à sa disposition, la Société avait prélevé 379,0 M$ et 13,9 M$ US à titre d'avances de fonds, et 33,6 M$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 269,4 M$.

La *trésorerie et les équivalents de trésorerie* s'élevaient à 73,7 M$ au 31 mars 2018, comparativement à 61,9 M$ au 31 décembre 2017. L'augmentation découle principalement de la contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien et de l'acquisition d'Alterra.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 74,5 M$ au 31 mars 2018, comparativement à 58,7 M$ au 31 décembre 2017. Cette augmentation découle principalement des liquidités soumises à restriction cumulées aux fins du paiement des travaux de construction des parcs éoliens 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, partiellement contrebalancées par les montants utilisés aux fins du paiement des travaux de construction des centrales Upper Lilllooet River et Boulder Creek.

Les *débiteurs* ont diminué, passant de 87,5 M$ au 31 décembre 2017 à 79,1 M$ au 31 mars 2018, en raison principalement du remboursement des taxes à la consommation pour le parc éolien Plan Fleury 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 111,3 M$ au 31 mars 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 centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek.

Les *instruments financiers dérivés* ont augmenté, passant de 22,7 M$ au 31 décembre 2017 à 44,4 M$ au 31 mars 2018, en raison principalement d'une variation défavorable des swaps de taux de change entre le dollar canadien et l'euro et de l'acquisition d'Alterra, partiellement contrebalancées par une variation positive des swaps de taux d'intérêt découlant de l'amortissement ou d'une variation favorable des taux de change.

La *tranche à court terme de la dette à long terme* s'établissait à 108,4 M$ au 31 mars 2018, comparativement à 109,9 M$ au 31 décembre 2017. La légère diminution découle principalement du remboursement d'un prêt consacré 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 51,8 M$ au 31 mars 2018, comparativement à 50,0 M$ au 31 décembre 2017. Cette 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 31 mars 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 31 mars 2018, la Société possédait des immobilisations corporelles de 3 723 M$, comparativement à 3 188 M$ au 31 décembre 2017. Cette 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 858,6 M$ au 31 mars 2018, comparativement à 654,1 M$ au 31 décembre 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra en 2018 et à l'incidence du taux de change sur les immobilisations corporelles en France, partiellement contrebalancées 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 31 mars 2018, les frais de développement de projets de la Société se chiffraient à 41,0 M$, comparativement à néant au 31 décembre 2017. Cette 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 31 mars 2018, la Société avait des participations de 450,2 M$ dans des coentreprises et des entreprises associées, comparativement à 11,0 M$ au 31 décembre 2017. Cette 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 100,1 M$ au 31 mars 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 1 018,8 M$ au 31 mars 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 577,7 M$ au 31 mars 2018.

Dans l'ensemble, les Dérivés avaient une valeur négative nette de 120,6 M$ au 31 mars 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 variation défavorable 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 attribuable à l'amortissement ou à une variation favorable des taux d'intérêt.

Dette à long terme
Au 31 mars 2018, la dette à long terme s'établissait à 3 630 M$ (3 157 M$ au 31 décembre 2017). Cette augmentation de 473,0 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, de l'ajout d'une dette à long terme d'Alterra et de l'incidence du taux de change sur la dette à long terme en France, 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 31 mars 2018, 91 % 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 des 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 de Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. Au 31 mars 2018, les autres passifs s'établissaient à 134,2 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 29,4 M$ pour HS Orka et un montant de 20,8 M$ lié à des contrats inférieurs aux prix du marché.

À la suite de l'acquisition de HS Orka, les contrats de vente d'électricité à long terme en place à HS Orka 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.

Capitaux propres
Au 31 mars 2018, les capitaux propres de la Société totalisaient 1 070,0 M$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 315,2 M$, 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 613,8 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 300,3 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 36,2 M$, partiellement contrebalancés par des dividendes de 24,0 M$ déclarés sur les actions privilégiées et ordinaires, un paiement de 9,5 M$ au titre du rachat d'actions ordinaires et la comptabilisation d'une perte nette de 14,6 M$.

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. Le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur d'HS Orka. HS Veitur a 30 jours pour interjeter appel devant la Cour suprême.

Arrangements hors bilan
Au 31 mars 2018, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 56,5 M$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 33,6 M$ ont été émis en vertu de ses facilités de crédit rotatif, sur une base temporaire durant la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek,

récemment achevée ou pour des projets en exploitation, et le reste a été émis 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 37,0 M$ en vue principalement de garantir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France et de soutenir la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek et la construction du projet Mesgi'g Ugju's'n.

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 et Flat Top, 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.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles et calcul du Ratio de distribution[1]	Périodes de 12 mois closes le 31 mars	
	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	226 831	71 600
Ajouter (Déduire) les éléments suivants :		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(44 857)	60 969
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(5 210)	(2 587)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(70 798)	(46 093)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	(13 744)	(6 256)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
Ajuster compte tenu des éléments suivants :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	10 781	1 968
Profit réalisé sur instruments financiers dérivés	(828)	—
Flux de trésorerie disponibles	96 233	73 659
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	76 234	69 765
Ratio de distribution	79 %	95 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces[3]	70 368	64 394
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	73 %	87 %

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 un complément 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 31 mars 2018, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 96,2 M$, comparativement à 73,7 M$ 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, partiellement contrebalancée par l'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, la hausse des Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle et l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette.

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 31 mars 2018, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 79 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 95 % pour la même période l'an dernier. Cet impact positif est en grande partie attribuable à la mise en service récente des installations de Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek et à l'acquisition de parcs éoliens en 2017 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 31 mars 2018, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 14,0 M$, comparativement à 11,5 M$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation de 22 % est surtout attribuable aux activités menées au cours du trimestre pour soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, 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 10 % pour la période de douze mois close le 31 mars 2018 et d'environ 13 % pour la période correspondante précédente.

De plus, la Société ne prévoit pas devoir recourir à des capitaux propres supplémentaires pour achever son projet en construction Brúarvirkjun, 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.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 31 mars 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 Europe, 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 le 31 mars	
	2018	2017
Produits		
Canada	68 431	64 489
France	32 219	9 480
Islande	16 417	—
États-Unis	814	558
	117 881	74 527

	Au	
	31 mars 2018	31 décembre 2017
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé		
Canada	3 159 307	2 977 859
France	1 003 446	973 740
Islande	899 096	—
États-Unis	186 271	7 052
	5 248 120	3 958 651

Canada

Produits en hausse de 6 %, à 68,4 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

L'augmentation des produits est attribuable principalement à la contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien et à la mise en service des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek en 2017, qui ont été partiellement contrebalancées par une diminution de la production dans les centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

Pour la période close le 31 mars 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 240 %, à 32,2 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

L'augmentation des produits est attribuable principalement à l'apport des parcs éoliens acquis en 2017 et à la hausse de la production dans tous les parcs éoliens.

Pour la période close le 31 mars 2018, la variation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, découle de l'incidence du taux de change, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Islande

Produits de 16,4 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

L'augmentation des produits et des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés 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 46 %, à 0,8 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

L'augmentation des produits 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 31 mars 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 31 mars 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 31 mars 2018						
Production (MWh)	340 469	593 690	195 637	6 549	—	1 136 345
Produits	34 663	64 051	16 417	2 750	—	117 881
Charges :						
Charges d'exploitation	9 855	7 429	8 519	169	—	25 972
Frais généraux et administratifs	2 657	2 622	2 345	34	—	7 658
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	—	4 908	4 908
BAIIA ajusté	22 151	54 000	5 553	2 547	(4 908)	79 343
Trois mois clos le 31 mars 2017						
Production (MWh)	332 469	382 001	—	7 803	—	722 273
Produits	34 358	36 892	—	3 277	—	74 527
Charges :						
Charges d'exploitation	10 739	5 175	—	175	—	16 089
Frais généraux et administratifs	2 765	1 422	—	55	336	4 578
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	—	2 918	2 918
BAIIA ajusté	20 854	30 295	—	3 047	(3 254)	50 942

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 un complément d'information.

	SITUATION FINANCIÈRE					
	Hydroélectrique	Éolien	Géothermique	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Au 31 mars 2018						
Goodwill	15 180	41 894	42 762	303	5	100 144
Total de l'actif	2 525 449	1 899 336	932 785	106 408	69 550	5 533 528
Total du passif	2 186 081	1 618 357	460 430	112 966	85 732	4 463 566
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	401	153	7 803	98	223	8 678
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 1 %, à 34,7 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, ce secteur a produit 92 % de la PMLT, comparativement à 93 % de la PMLT pour la même période l'an dernier. La baisse du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable à une diminution de la production dans les installations du Québec comparativement à l'année précédente.

La légère augmentation des produits par rapport à l'exercice précédent est attribuable principalement à l'apport de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River, qui a été mise en service en mars 2017, et à la hausse de la production dans les centrales Ashlu Creek et de l'Idaho, partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans les installations du Québec. La diminution des charges au cours de la période s'explique principalement par le paiement, en 2017, 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. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau pour ces installations sont payés au taux de location le plus élevé. 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. Cette diminution des charges a été partiellement contrebalancée par le plus grand nombre d'installations en exploitation.

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

Secteur de la production éolienne

Produits en hausse de 74 %, à 64,1 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Pour la période de trois mois close le 31 mars 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 aux régimes éoliens supérieurs à la moyenne en France, partiellement contrebalancés par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec.

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 dans tous les parcs éoliens en France, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par la diminution de la production dans les installations du Québec.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra, qui détient des participations dans plusieurs coentreprises et entreprises associées, et à l'incidence du taux de change, partiellement contrebalancées 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 détient des participations dans plusieurs coentreprises et entreprises associées et à l'incidence du taux de change, partiellement contrebalancées par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production géothermique

Produits de 16,4 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, ce segment a produit 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 baisse de 16 %, à 2,8 M$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, ce secteur qui comprend un parc solaire en Ontario a produit 92 % de la PMLT, comparativement à 109 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. La diminution du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable à un régime solaire inférieur à la moyenne au cours du trimestre.

La diminution des produits est attribuable à une baisse de la production par rapport à l'an dernier.

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

Secteur de l'aménagement des emplacements

Charges de 5 M$, en hausse de 51 %, pour la période de trois mois close le 31 mars 2018

Cette augmentation des charges est principalement attribuable à des investissements effectués pour explorer des occasions de croissance et à l'ajout de projets dans le cadre de l'acquisition 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)	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017
Production (MWh)	1 136 345	1 106 060	1 243 099	1 322 781
Produits	117,9	108,0	108,2	109,5
BAIIA ajusté	79,3	80,1	81,8	85,9
(Perte nette réalisée et latente) Profit net réalisé et latent sur instruments financiers	(12,1)	(1,4)	(1,0)	(0,5)
(Perte nette) bénéfice net	(14,6)	3,4	4,2	13,9
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(6,6)	7,0	5,7	14,4
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué)	(0,07)	0,05	0,04	0,12
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,5	1,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	22,5	17,9	17,9	17,9
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - $/action	0,170	0,165	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 un complément d'information.
2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

montants retraités [2]	Périodes de trois mois closes le			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016
Production (MWh)	722 273	848 967	831 840	1 176 451
Produits	74,5	73,3	69,3	87,8
BAIIA ajusté	50,9	50,3	51,2	66,9
Profit net réalisé et latent (Perte nette réalisée et latente) sur instruments financiers	5,1	2,2	(1,3)	2,2
(Perte nette) bénéfice net	(2,5)	8,8	0,4	15,7
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	2,3	9,8	3,4	14,4
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué)	0,01	0,08	0,02	0,12
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,5	1,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,9	17,3	17,3	17,3
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - $/action	0,165	0,165	0,160	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 un complément 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 au fil de l'eau, 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 le 31 mars					
	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]	3 766	10 295	37 %	—	—	—
Shannon [2]	121 744	117 437	104 %	—	—	—
Flat Top [3]	19 637	22 626	87 %	—	—	—
Dokie [2]	39 694	43 764	91 %	—	—	—
Jimmie Creek [2]	613	775	79 %	—	—	—
Umbata Falls	19 677	16 927	116 %	25 928	16 927	153 %
Viger-Denonville	22 383	20 300	110 %	20 429	20 300	101 %
Spartan [2]	1 673	1 935	86 %	—	—	—
Kokomo [2]	1 070	1 405	76 %	—	—	—

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 31 mars 2018.
3. Pour la période du 23 mars 2018 au 31 mars 2018.

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

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2018	2017
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises d'Innergex[1]:		
Toba Montrose (40%)	(91)	—
Shannon (50%) [2]	2 331	—
Flat Top (51%)[2 4]	(21)	—
Dokie (25.5%)	1 024	—
Jimmie Creek (50.99%)	(282)	—
Umbata Falls (49%)	704	976
Viger-Denonville (50%)	1 419	1 274
Spartan (100%) [3]	168	—
Kokomo (90%) [2]	80	—
	5 332	2 250

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 un complément d'information.
2. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon, Flat Top et Kokomo
3. La participation correspond à 100 % de la participation de commanditaire dans Spartan; toutefois, il existe un contrôle conjoint en vertu de la convention de partage fiscal de la Société.
4. 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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	569
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	796
BAIIA ajusté[1]	(227)
Charges financières	3 780
Autres produits, montant net	913
Amortissements	2 617
Perte nette	(7 537)
Autres éléments du résultat global	(3 239)
Total du résultat global	(10 776)

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 un complément d'information.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018, la production s'est établie à 37 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne.
Pour la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018, le BAIIA ajusté négatif s'explique par le fait que le premier trimestre correspond à la période de l'année au cours de laquelle les centrales East Toba et Montrose Creek génèrent le moins d'électricité.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018, les autres éléments du résultat global sont principalement attribuables aux variations des taux d'intérêt à terme liés aux swaps de taux d'intérêt.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	13 137
Actifs non courants	679 927
	693 064
Passifs courants	14 257
Passifs non courants	479 096
Capitaux propres	199 711
	693 064

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 32,3 M$ au 31 mars 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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	6 187
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 526
BAIIA ajusté	4 661
Autres charge, montant net	38
Amortissements	1 639
Bénéfice net	2 984
Autres éléments du résultat global	(10 258)
Total du résultat global	(7 274)
Bénéfice net attribuable aux :	
Commanditaires :	
Innergex	3 333
Autre commanditaire	3 333
Investisseurs participant au partage fiscal	(3 682)
	2 984
Total du résultat global attribuable aux :	
Commanditaires :	
Innergex	(1 649)
Autre commanditaire	(1 649)
Investisseurs participant au partage fiscal	(3 976)
	(7 274)
Distributions reçues des coentreprises par la Société	693

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 un complément d'information.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018, la production s'est établie à 104 % 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 26,3 M$ au 31 mars 2018.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	6 554
Actifs non courants	355 517
	362 071
Passifs courants	5 839
Passifs non courants	15 752
Participation des commanditaires	113 681
Participation au partage fiscal	226 799
	362 071

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 la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018, le parc éolien a généré des CIP d'approximativement 3,5 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 à 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 survenue 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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	359
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	401
BAIIA ajusté[1]	(42)
Autres produits, montant net	(3)
Amortissements	207
Perte nette latente sur instruments financiers	4 112
Perte nette	(4 358)
Autres éléments du résultat global	(3 519)
Total du résultat global	(7 877)
Perte nette attribuable aux :	
Commanditaires :	
Innergex	1 047
Autre commanditaire	1 006
Investisseurs participant au partage fiscal	(6 411)
	(4 358)
Total du résultat global attribuable aux :	
Commanditaires :	
Innergex	(773)
Autre commanditaire	(743)
Investisseurs participant au partage fiscal	(6 361)
	(7 877)

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 un complément d'information.

Pour la période du 23 mars 2018 au 31 mars 2018, la production s'est établie à 87 % de la PMLT en raison principalement des activités d'après-mise en service.

Pour la période du 23 mars 2018 au 31 mars 2018, le BAIIA ajusté a subi l'incidence de niveaux de productions inférieurs à la PMLT.

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 1,0 M$ au 31 mars 2018.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	30 090
Actifs non courants	447 319
	477 409
Passifs courants	28 885
Passifs non courants	12 239
Participation des commanditaires	168 432
Participation au partage fiscal	267 853
	477 409

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 la période du 23 mars 2018 au 31 mars 2018, le parc éolien a généré des CIP d'approximativement 0,6 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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	5 089
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 073
BAIIA ajusté[1]	4 016
Charges financières	1 699
Autres charges, montant net	332
Amortissements	1 997
Perte nette	(12)

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 un complément d'information.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018, la production s'est établie à 91 % de la PMLT, en raison principalement des régimes éoliens inférieurs à la moyenne.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	13 211
Actifs non courants	233 532
	246 743
Passifs courants	2 077
Passifs non courants	149 128
Capitaux propres	95 538
	246 743

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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	107
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	659
BAIIA ajusté[1]	(552)
Charges financières	1 579
Autres produits, montant net	(235)
Amortissements	809
Perte nette et résultat global	(2 705)

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 un complément d'information.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018, la production s'est établie à 79 % de la PMLT, en raison principalement de débits d'eau inférieurs à la moyenne.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 mars 2018, le BAIIA ajusté négatif s'explique principalement par le fait que le premier trimestre correspond à la période de l'année au cours de laquelle la centrale Jimmie Creek génère le moins d'électricité.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	6 123
Actifs non courants	234 794
	240 917
Passifs courants	2 904
Passifs non courants	166 842
Capitaux propres	71 171
	240 917

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 le 31 mars	
	2018	2017
Produits	1 681	2 208
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	244	217
BAIIA ajusté[1]	1 437	1 991
Charges financières	569	601
Autres produits, montant net	(17)	(8)
Amortissements	1 003	1 004
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	(411)	33
Bénéfice net et résultat global	293	361

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 un complément d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, la production s'est établie à 116 % de la PMLT, en raison des débits d'eau supérieurs à la moyenne.

La diminution du BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2018 est attribuable principalement à la baisse des niveaux de production et des produits par rapport à la même période l'an dernier.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, le bénéfice net et le résultat global se sont établis à 0,3 M$, comparativement à un bénéfice net et un résultat global de 0,4 M$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution reflète la baisse des produits, partiellement contrebalancée par la hausse du profit net latent sur instruments financiers.

Sommaire des états de la situation financière

	Au	
	31 mars 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	3 241	3 550
Actifs non courants	59 666	60 658
	62 907	64 208
Passifs courants	2 681	3 512
Passifs non courants	40 160	40 924
Capitaux propres	20 066	19 772
	62 907	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 le 31 mars	
	2018	2017
Produits	3 366	3 062
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	528	514
BAIIA ajusté[1]	2 838	2 548
Charges financières	818	874
Autres produits, montant net	(16)	(8)
Amortissements	627	730
Profit net latent sur instruments financiers	(170)	(124)
Bénéfice net	1 579	1 076
Autres éléments du résultat global	235	(129)
Total du résultat global	1 814	947
Distributions reçues de la coentreprise par la société	663	290

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 un complément d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, la production s'est établie à 110 % de la PMLT, en raison principalement d'un régime éolien supérieur à la moyenne.
Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, l'augmentation du BAIIA ajusté, par rapport à la même période l'an dernier, est principalement attribuable à la hausse des produits.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, l'augmentation du bénéfice net, par rapport à la même période l'an dernier, est principalement attribuable à la hausse du BAIIA ajusté, à la baisse des charges financières et à la baisse des amortissements.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, l'augmentation des autres éléments du résultat global est principalement attribuable aux profits nets latents sur instruments financiers.

Sommaire des états de la situation financière

	Au	
	31 mars 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	2 483	3 005
Actifs non courants	53 196	53 812
	55 679	56 817
Passifs courants	4 127	4 355
Passifs non courants	48 521	49 920
Capitaux propres	3 031	2 542
	55 679	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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	209
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	41
BAIIA ajusté[1]	168
Charges financières	110
Autres charges, montant net	29
Amortissements	228
Profit net latent sur instruments financiers	(1)
Perte nette	(198)
Autres éléments du résultat global	260
Total du résultat global	62
Perte nette attribuable aux :	
Commanditaire	(30)
Investisseur participant au partage fiscal	(168)
	(198)
Total du résultat global attribuable aux :	
Commanditaire	(27)
Investisseur participant au partage fiscal	89
	62

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 un complément d'information.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	1 967
Actifs non courants	27 615
	29 582
Passifs courants	1 824
Passifs non courants	12 458
Participation des commanditaires	3 129
Participation au partage fiscal	12 171
	29 582

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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	115
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	26
BAIIA ajusté[1]	89
Charges financières	62
Autres produits, montant net	14
Amortissements	111
Perte nette	(98)
Autres éléments du résultat global	135
Total du résultat global	37
Perte nette attribuable aux :	
Commanditaires	(15)
Investisseurs participant au partage fiscal	(83)
	(98)
Total du résultat global attribuable aux :	
Commanditaires	(15)
Investisseurs participant au partage fiscal	52
	37

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 un complément d'information.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	138
Actifs non courants	13 021
	13 159
Passifs courants	556
Passifs non courants	5 687
Participation des commanditaires	2 186
Participation au partage fiscal	4 730
	13 159

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	mars 31, 2018
Solde d'ouverture au 1er janvier 2018	—
Acquisition d'entreprises	141 135
Quote-part du résultat global	2 052
Écarts de change	7 198
Solde de clôture au 31 mars 2018	150 385

Engagement des coentreprises et des entreprises associées

Au 31 mars 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	4 596
2019	7 067
2020	7 067
2021	7 067
2022	7 067
Par la suite	95 081
Total	127 945

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 Svartgensi.

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

	Période de 54 jours se terminant le 31 mars 2018
Produits	16 417
BAIIA ajusté[1]	1 754
Perte nette[2]	(2 837)
Autres éléments du résultat global	36 805
Total du résultat global	33 968
Perte nette attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(1 529)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 308)
	(2 837)
Total du résultat global attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	18 309
Participations ne donnant pas le contrôle	15 659
	33 968

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 un complément d'information.
2. Les charges comprennent aussi les charges hors trésorerie telles que les amortissements totalisant 3,3 M$ et une perte nette latente sur instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 9,9 M$.

Sommaire des états de la situation financière - HS Orka

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	23 133
Actifs non courants	893 756
	916 889
Passifs courants	38 571
Passifs non courants	211 548
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	359 389
Participations ne donnant pas le contrôle	307 381
	916 889

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 Énergies du Plateau Central (Rougemont-1), Énergies du Plateau Central 2 (Rougemont-2), Energie du Rechet (Vaite), 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 Rougemont 1-2, à Vaite, à 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 – Rougemont 1-2 et Vaite

	Période de trois mois close le 31 mars 2018
Produits	11 497
BAIIA ajusté[1]	8 994
Bénéfice net	2 503
Autres éléments du résultat global	764
Total du résultat global	3 267

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 un complément d'information.

Sommaire de l'état de la situation financière – Rougemont 1-2 et Vaite

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	35 036
Actifs non courants	481 255
	516 291

Passifs courants	36 656
Passifs non courants	437 238
Capitaux propres	42 397
	516 291

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

	Période de trois mois close le 31 mars 2018
Produits	5 025
BAIIA ajusté[1]	4 601
Bénéfice net	1 842
Autres éléments du résultat global	116
Total du résultat global	1 958

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 un complément d'information.

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

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	27 765
Actifs non courants	168 567
	196 332
Passifs courants	26 654
Passifs non courants	124 738
Capitaux propres	44 940
	196 332

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

	Période de 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	16 417
BAIIA ajusté[1]	4 655
Perte nette	(4 474)
Autres éléments du résultat global	17 171
Total du résultat global	12 697

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 un complément d'information.

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

	Au 31 mars 2018
Actifs courants	27 524
Actifs non courants	1 305 839
	1 333 363
Passifs courants	43 668
Passifs non courants	518 751
Capitaux propres	463 563
Participations ne donnant pas le contrôle	307 381
	1 333 363

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 renouvelable avec Alterra (« facilité de crédit »). La facilité de crédit avait une capacité d'emprunt de 20,0 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, la (Perte nette) Bénéfice net ajusté, 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 la réconciliation 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 la réconciliation 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 à la « (Perte nette) Bénéfice net ajusté » 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, perte réalisée (profit réalisé) 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. La (Perte nette) Bénéfice net ajusté 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 la (Perte nette) Bénéfice net 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 la réconciliation du (Perte nette) Bénéfice net ajusté.

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 la réconciliation 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.

Le présent rapport de gestion contient des références à l'acquisition d'Alterra Power Corp. et ses BAIIA ajusté brut, BAIIA ajusté net et produits projetés qui 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. 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 génération de liquidités de la Société et facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes.

Les références au « BAIIA ajusté brut » dans le présent document visent les produits projetés moins les charges d'exploitation (y compris le coût de l'électricité, s'il y a lieu) et les frais généraux et administratifs. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté brut ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

Les références au « BAIIA ajusté net » dans le présent document visent le BAIIA ajusté brut multiplié par les participations d'Innergex dans les capitaux propres ou les participations de commanditaire.

Les références aux « produits projetés » correspondant à la production brute prévue d'un projet multipliée par le prix du contrat d'achat d'électricité connexe, le prix du marché de l'électricité prévu ou le prix du contrat de couverture du prix de l'électricité garanti. Tout mécanisme de fixation du prix dans ces contrats qui stipule un ajustement du prix en fonction des prix commerciaux correspond aux avis et attentes actuels de la direction, sous réserve de variations, des prix commerciaux. Les produits projetés de HS Orka sont calculés à partir de la production totale produite par HS Orka multipliée par une combinaison de contrats industriels et de détail à long et à court termes, ainsi que des revenus tirés des ventes d'eau chaude et froide et d'autres revenus.

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 des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, 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 de nouvelles installations, des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital.

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 présente 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 délais 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; des changements du soutien gouvernemental à 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 et les couvertures énergétiques; 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 bris des barrages; 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; la possibilité de responsabilité 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 certaines centrales, incluant la centrale Miller Creek vont fluctuer en raison du prix au comptant de l'électricité; risques liés à l'acquisition d'Alterra; 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.

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
Produits prévus Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité 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 (à l'exclusion de 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
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 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 crédits d'impôt à l'investissement 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 crédits d'impôts à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité du financement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal Risques liés à la qualification des projets pour l'éligibilité au CIP ou au crédit d'impôt à l'investissement Risques réglementaires et politiques Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
Produits prévus d'Alterra Pour chaque centrale, les produits des activités ordinaires annuels prévus estimés correspondent au produit obtenu de la multiplication de la production prévue par le prix du contrat d'achat d'électricité connexe ou du contrat de couverture du prix de l'électricité garanti. Tout mécanisme de fixation du prix dans ces contrats qui stipule un ajustement du prix en fonction des prix commerciaux correspond aux avis et attentes actuels de la direction, sous réserve de variations, des prix commerciaux. Les produits projetés de HS Orka sont calculés à partir de la production totale produite par les actifs de HS Orka multipliée par une combinaison de contrats industriels et de détail à long et à court termes, ainsi que des revenus tirés des ventes d'eau chaude et froide et d'autres revenus. Les dollars américains et les couronnes islandaises sont convertis en dollars canadiens au cours du change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,289 et au cours du change entre le dollar canadien et la couronne islandaise de 78,35.	Niveaux de production inférieurs aux prévisions 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 Variation du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ Variation négative du prix du marché de l'électricité Variation négative des taux de change
BAIIA ajusté brut et BAIIA ajusté net prévus d'Alterra Pour chaque centrale, on estime les bénéfices d'exploitation annuels en soustrayant des produits des activités ordinaires prévus estimés les charges d'exploitation annuelles prévues au budget, soit principalement les salaires des exploitants, les primes d'assurance, les dépenses d'exploitation et d'entretien, les taxes foncières, les redevances et le coût de l'électricité (s'il y a lieu); il s'agit de coûts prévisibles et relativement fixes, variant principalement en fonction de l'inflation (sauf les dépenses d'entretien et le coût de l'électricité).	Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus Variabilité de la performance des installations et pénalités s'y rattachant Charges d'entretien imprévues

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 l'exercice considéré.

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 des modifications de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés de l'exercice considéré.

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 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
Passifs d'impôt différé	3 154	(235)	2 919

	Trimestre clos le 31 mars 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période close le 31 mars 2017
Charges financières	29 297	221	29 518
Passifs d'impôt différé	(338)	(59)	(397)

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. La liste des contrats de location auxquels cette norme pourrait s'appliquer a commencé à être établie.

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 31 mars 2018. Il n'y avait aucune faiblesse importante liée à la conception du CIIF au 31 mars 2018.

Au cours de la période comptable commençant le 1er janvier 2018 et se terminant le 31 mars 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 : Énergies du Plateau Central (Rougemont-1), Énergies du Plateau Central 2 (Rougemont-2), Energie du Réchet (Vaite), 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.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Dépôt d'une requête pour permission d'en appeler d'une décision sur les droits d'utilisation de l'eau
Le 14 janvier 2014, 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 (les « Appelants ») ont déposé des appels auprès de l'Environmental Appeal Board contestant une décision du contrôleur du Water Rights visant les taux de redevances d'énergie hydraulique qui seront facturés en vertu de la loi intitulé Water Act R.S.B.C. 1996, c. 483 en ce qui concerne les centrales Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River. Le 8 décembre 2015, l'Environmental Appeal Board a rendu sa décision rejetant l'appel. Le 20 janvier 2016, une demande de révision judiciaire a été déposée à la Cour Suprême de la Colombie-Britannique (la « CSBC »). Le 27 février 2017, la CSBC a refusé de renverser la décision de l'Environmental Appeal Board. Le 21 mars, 2017, les Appelants ont déposé un appel de la décision de la CSBC et le 8 février 2018, dans une décision partagée, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a refusé de renverser la décision de la CSBC. Les Appellants ont déposé une requête pour permission d'en appeler à la Cour suprême du Canada le 3 avril 2018. Le résultat de la révision judiciaire pourrait avoir une incidence sur les dépenses de ces entités sur une base annuelle, ce qui représenterait une augmentation globale annuelle d'environ 1,6 M$ pour les droits d'utilisation de l'eau. Le montant de cette augmentation potentielle des droits d'utilisation de l'eau a été comptabilisé dans les résultats de la Société pour les exercices 2013, 2014, 2015, 2016 et 2017. La Société détient une participation indirecte de 50,0024 % dans ces centrales.

De plus, le 23 mars 2017, le contrôleur du Water Rights a émis aux Appelants un état de redevances ajusté pour les années 2011 et 2012 totalisant 3,3 M$. Le montant réclamé a été payé sous réserve et les Appelants ont déposé un avis d'appel de cette décision devant l'Environmental Board of Appeal, qui est suspendu jusqu'à ce que l'appel déposé devant la Cour d'appel de la Colombie-Britannique mentionné dans le paragraphe précédent soit réglé.

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

Le 16 avril 2018, Innergex a annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité pour la centrale hydroélectrique Brown Lake. Le contrat a été renouvelé pour une période de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujetti à l'approbation de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique.

Le 16 avril 2018, Innergex et Sekw'el'was Cayoose Creek Band ont annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité pour la centrale hydroélectrique Walden North. Le contrat a été renouvelé pour une période de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujetti à l'approbation de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique.

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

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. 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, fondée sur cette entente, est entièrement justifiée. Les négociations n'ont pas permis de régler l'affaire. Les procédures judiciaires se sont déroulés en mars 2018. Le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur de HS Orka. HS Veitur a 30 jours à compter du 17 avril 2018 pour interjeter appel devant la Cour suprême. Une réclamation de 9,9 M$ a été présentée et est incluse dans les débiteurs dans le bilan.

Prolongation des contrats de change à terme

Le 23 avril 2018, la Société a prolongé tous ses contrats de change à terme, qui lui permettent de couvrir son exposition au taux de change de ses investissements en France. Les contrats ont été prolongés pour deux années supplémentaires après leurs dates d'échéance initiales qui s'échelonnent d'avril 2018 à août 2019.

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales au 23 avril 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 dans l'État du Texas, aux 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 350 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 intérêts restants dans trois centrales hydroélectriques
Le 15 mai 2018, Innergex a annoncé qu'elle a acquis la participation de 33,3 % de Ledcor Power Group 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 tous les capitaux propres privilégiés pour un montant de 98,4 M$, portant un rendement après impôts annualisé de 12,9 %.

Partenariat et acquisition au Chili
Le 15 mai 2018, Innergex et Energía Llaima, une entreprise innovante et en croissance dans le domaine de l'énergie renouvelable au Chili, sont heureuses d'annoncer qu'elles ont 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 assujettie à certaines approbations réglementaires au Chili et à la finalisation du partenariat entre les deux parties. De plus, Innergex a signé une entente exclusive avec Energía Llaima visant un partenariat en coentreprise afin d'acquérir une participation de 50 % dans l'entreprise. Les ententes définitives devraient être conclues au cours des prochaines semaines à l'égard de cette coentreprise.

Le projet hydroélectrique Duqueco comprend deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001; Peuchen (85 MW) et Mampil (55 MW). Innergex prévoit un BAIIA ajusté d'environ 21 M$ US (26,8 M$) par année pour le projet Duqueco. Le prix d'achat, net d'environ 10 M$ US (12,8 M$) d'encaisse, est d'environ 210 M$ US (268 M$), sous réserve de certains ajustements et un financement de 140 M$ US (178,8 M$) devrait être accordé par une grande banque sud-américaine, Itaú, pour couvrir une partie du prix d'achat. La participation nette d'Innergex du prix d'achat restant s'élèvera à environ 80 M$ US (102,2 M$). De plus, la Société a effectué un dépôt pour sécuriser le financement de 10 M$ US (12,8 M$). Les deux montants seront payés au moyen des fonds disponibles en vertu de sa facilité de crédit renouvelable.

Energía Llaima détient une participation dans deux installations en exploitation, une centrale hydroélectrique au fil de l'eau (12 MW) et une centrale solaire thermique (34 MW), dans deux installations en développement (125 MW) et d'autres projects à des stades préliminaires de développement. À la signature d'un accord de partenariat final, Innergex détiendrait 50 % d'Energía Llaima pour un engagement total de 110 M$ US (140,5 M$) à investir dans les trois prochaines années. En plus de l'investissement dans le projet Duqueco, Innergex investira 10 M$ US (12,8 M$) supplémentaires dans Energía Llaima pour contribuer à son fonds de roulement. Avec ces investissements, l'engagement d'Innergex serait presque atteint.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars 2018	2017 (montants retraités – note 2.2)
Produits		117 881	74 527
Charges			
Charges d'exploitation	4	25 972	16 089
Frais généraux et administratifs		7 658	4 578
Charges liées aux projets potentiels		4 908	2 918
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges (produits), quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers		79 343	50 942
Charges financières	5	45 671	29 518
Autres charges (produits), montant net	6	2 188	(360)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés		31 484	21 784
Amortissement des immobilisations corporelles	4,10	28 538	21 817
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	10 634	7 765
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	7	(3 096)	(715)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	8	12 143	(5 075)
Perte avant impôt sur le résultat		(16 735)	(2 008)
(Recouvrement) charge d'impôt			
Exigible		2 538	885
Différé		(4 685)	(397)
		(2 147)	488
Perte nette		(14 588)	(2 496)
Perte nette attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(6 617)	2 294
Participations ne donnant pas le contrôle		(7 971)	(4 790)
		(14 588)	(2 496)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	9	122 593	108 341
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (en $)	9	(0,07)	0,01
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	9	123 312	109 295
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (en $)	9	(0,07)	0,01

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 31 mars 2018	2017 (montants retraités – note 2.2)
Perte nette		(14 588)	(2 496)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :			
Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		26 554	(17)
Impôt différé connexe		(390)	—
(Perte) profit de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes		(1 997)	291
Impôt différé connexe		692	(76)
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		3 659	(895)
Impôt différé connexe		(847)	240
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture des coentreprises et des entreprises associées		(7 935)	—
Impôt différé connexe		1 125	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans :			
Profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		16 158	32
(Perte) profit sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes		(743)	79
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		8	(26)
Impôt différé connexe		(108)	2
Éléments du résultat global qui ne seront pas ultérieurement reclassés en résultat net :			
Pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies		(11)	—
Impôt différé connexe		2	—
Autres éléments du résultat global		36 167	(370)
Total du résultat global		21 579	(2 866)
Autres éléments du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		20 852	(457)
Participations ne donnant pas le contrôle		15 315	87
		36 167	(370)
Total du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		14 235	1 837
Participations ne donnant pas le contrôle		7 344	(4 703)
		21 579	(2 866)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux	Notes	31 mars 2018	31 décembre 2017 (montants retraités – note 2.2)
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		73 694	61 914
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		74 453	58 676
Débiteurs		79 092	87 500
Instruments financiers dérivés	8	3 521	5 416
Charges payées d'avance et autres		9 313	8 104
		240 073	221 610
Actifs non courants			
Comptes de réserve		51 786	49 970
Immobilisations corporelles	10	3 723 494	3 188 238
Immobilisations incorporelles		858 567	654 081
Frais de développement liés aux projets		40 970	—
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	7	450 245	11 011
Instruments financiers dérivés	8	7 182	9 558
Actifs d'impôt différé		38 154	11 873
Goodwill		100 144	38 580
Autres actifs non courants		22 913	5 535
		5 533 528	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	31 mars 2018	31 décembre 2017 (montants retraités – note 2.2)
PASSIFS			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		23 980	19 406
Fournisseurs et autres créditeurs		111 287	91 032
Impôt à payer		5 156	3 282
Instruments financiers dérivés	8	44 424	22 749
Tranche courante de la dette à long terme	11	108 416	109 875
Tranche courante des autres passifs		1 663	500
		294 926	246 844
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	8	86 850	54 494
Dette à long terme	11	3 522 017	3 039 479
Autres passifs		132 493	79 507
Composante passif des débentures convertibles		96 592	96 246
Passifs d'impôt différé		330 688	217 761
		4 463 566	3 734 331
CAPITAUX PROPRES			
Capital des actions ordinaires	12	335 593	2 867
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		933 037	939 047
Actions privilégiées		131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions		1 734	1 713
Composante capitaux propres des débentures convertibles		1 877	1 877
Déficit		(679 351)	(645 297)
Cumul des autres éléments du résultat global		30 781	9 929
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		754 740	441 205
Participations ne donnant pas le contrôle		315 222	14 920
Total des capitaux propres		1 069 962	456 125
		5 533 528	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

Période de trois mois close le 31 mars 2018	Capitaux propres attribuables aux propriétaires								Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	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		
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
Perte nette						(6 617)		(6 617)	(7 971)	(14 588)
Autres éléments du résultat global							20 852	20 852	15 315	36 167
Total du résultat global	—	—	—	—	—	(6 617)	20 852	14 235	7 344	21 579
Actions ordinaires émises le 6 février 2018 (note 3)	330 607							330 607		330 607
Acquisition d'entreprise (note 3)								—	296 534	296 534
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	1 191							1 191		1 191
Rachat d'actions ordinaires	(20)	(6 010)				(3 457)		(9 487)		(9 487)
Paiement fondé sur des actions				21				21		21
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'ALR	948							948	—	948
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	(3 794)	(3 794)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	218	218
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires						(22 495)		(22 495)		(22 495)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées						(1 485)		(1 485)		(1 485)
Solde au 31 mars 2018	335 593	933 037	131 069	1 734	1 877	(679 351)	30 781	754 740	315 222	1 069 962

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de trois mois close le 31 mars 2017	Capitaux propres attribuables aux propriétaires								Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	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		
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)						2 294		2 294	(4 790)	(2 496)
Autres éléments du résultat global							(457)	(457)	87	(370)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	2 294	(457)	1 837	(4 703)	(2 866)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 695							2 695		2 695
Paiement fondé sur des actions				24				24		24
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	(1 000)	(1 000)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	2 090	2 090
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires						(17 882)		(17 882)		(17 882)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées						(1 485)		(1 485)		(1 485)
Solde au 31 mars 2017	165 557	775 413	131 069	2 223	1 877	(611 653)	(2 200)	462 286	11 099	473 385

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 trois mois closes les 31 mars 2018	2017 (montants retraités – note 2.2)
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Perte nette		(14 588)	(2 496)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		28 538	21 817
Amortissement des immobilisations incorporelles		10 634	7 765
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées		(3 096)	(715)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers		12 143	(5 075)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	1 709	875
Amortissement des frais de financement	5	984	761
Désactualisation de la dette à long terme et des débentures convertibles	5	543	422
Charges de désactualisation des autres passifs	5	555	232
Amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché	6	(460)	—
Gain actuariel lié au régime de retraite		(44)	—
Paiement fondé sur des actions		21	24
Impôt différé		(4 685)	(397)
Autres		(61)	(35)
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	5	41 170	26 979
Intérêts versés		(35 930)	(25 218)
Profit sur les contreparties conditionnelles	6	—	(257)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		1 386	290
Charge d'impôt exigible		2 538	885
Impôt sur le résultat payé, montant net		(837)	(674)
Incidence de la variation des taux de change		(1 019)	905
		39 501	26 088
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	13	10 768	(10 307)
		50 269	15 781
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(16 729)	(14 614)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(1 485)	(1 485)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(1 259)	(1 000)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		218	2 090
Augmentation de la dette à long terme		302 086	88 856
Remboursement de la dette à long terme		(166 104)	(19 119)
Paiement des frais de financement différés		(2 614)	(476)
Paiement d'autres passifs		—	(246)
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires		(9 487)	—
		104 626	54 006

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 trois mois closes les 31 mars 2018	2017 (montants retraités – note 2,2)
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	3	7 113	4 989
Acquisitions d'entreprises	3	(120 258)	(35 061)
(Augmentation) diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		(10 498)	5 379
(Fonds nets investis dans les) fonds nets prélevés des comptes de réserve		(1 388)	498
Ajouts aux immobilisations corporelles		(17 638)	(38 421)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(1 672)	—
Réductions des (ajouts aux) autres actifs non courants		184	(40)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		—	1
		(144 157)	(62 655)
Effet des variations des cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		1 042	(986)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		11 780	6 146
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		61 914	56 227
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période		73 694	62 373
La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :			
Trésorerie		70 254	60 109
Placements à court terme		3 440	2 264
		73 694	62 373

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 13.

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 15 mai 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 des modifications 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 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

	Trimestre clos le 31 mars 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période close le 31 mars 2017
Charges financières	29 297	221	29 518
Charges d'impôt différé	(338)	(59)	(397)

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. La liste des contrats de location auxquels cette norme pourrait s'appliquer a commencé à être établie.

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. 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 129 286 $ et à 37 179 $, respectivement, pour la période de trois mois close le 31 mars 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 16 417 $ et à 4 474 $, respectivement, pour la période de 54 jours close le 31 mars 2018.

4. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2018	2017
Salaires	1 308	1 277
Assurances	1 180	877
Exploitation et entretien	17 142	5 550
Impôts fonciers et redevances	6 342	8 385
	25 972	16 089

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 31 mars	
	2018	2017
		(montants retraités – note 2.2)
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	41 170	26 979
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	1 709	875
Amortissement des frais de financement	984	761
Désactualisation de la dette à long terme et des débentures convertibles	543	422
Charges de désactualisation des autres passifs	555	232
Autres	710	249
	45 671	29 518

6. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2018	2017
Coûts de transaction	5 015	683
Profit réalisé sur les instruments financiers dérivés	(828)	—
Profit de change réalisé	(814)	(67)
Profit sur les contreparties conditionnelles	—	(257)
Autres produits, montant net	(725)	(719)
Amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché	(460)	—
	2 188	(360)

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	
			31 mars 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 % [2]	—
Kokomo	Posséder et exploiter un parc solaire	Indiana	90 % [1]	—
Blue Lagoon	Posséder et exploiter un spa géothermal	Islande	30 % [3]	—

1. La participation correspond à la participation de commanditaire de Shannon, de Flat Top et de Kokomo.
2. La participation correspond à une participation de commanditaire de 100 % dans Spartan; toutefois, il y a contrôle conjoint par l'intermédiaire de l'accord de partage fiscal de la Société.
3. 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	31 mars 2018	31 décembre 2017
Toba Montrose	79 884	—
Shannon	56 841	—
Flat top	85 900	—
Dokie	24 362	—
Jimmie Creek	36 290	—
Umbata Falls	9 832	9 688
Viger-Denonville	1 515	1 271
Spartan	3 129	—
Kokomo	1 967	—
Blue Lagoon	150 385	—
Autres	140	52
	450 245	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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	569
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	796
	(227)
Charges financières	3 780
Autres charges, montant net	913
Amortissements	2 617
Perte nette	(7 537)
Autres éléments du résultat global	(3 239)
Total du résultat global	(10 776)

Sommaire des états de la situation financière

Au	31 mars 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	10 421
Autres actifs courants	2 716
Actifs courants	13 137
Actifs non courants	679 927
	693 064
Fournisseurs et autres créditeurs	4 888
Autres passifs courants	9 369
Passifs courants	14 257
Passifs non courants	479 096
Capitaux propres des associés	199 711
	693 064

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	31 mars 2018
Actifs nets de la coentreprise	199 711
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	40 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	79 884

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 le 31 mars 2018.

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 31 mars 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 31 mars 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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	6 187
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 526
	4 661
Autres charges, montant net	38
Amortissements	1 639
Bénéfice net	2 984
Autres éléments du résultat global	(10 258)
Total du résultat global	(7 274)
Bénéfice net attribuable aux :	
Commanditaires :	
Innergex	3 333
Autre commanditaire	3 333
Investisseurs participant au partage fiscal	(3 682)
	2 984
Total du résultat global attribuable aux :	
Commanditaires :	
Innergex	(1 649)
Autre commanditaire	(1 649)
Investisseurs participant au partage fiscal	(3 976)
	(7 274)
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	693

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 des états de la situation financière

Au	31 mars 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 123
Autres actifs courants	2 431
Actifs courants	6 554
Actifs non courants	355 517
	362 071
Fournisseurs et autres créditeurs	1 319
Autres passifs courants	4 520
Passifs courants	5 839
Passifs non courants	15 752
Participation de commanditaires	113 681
Participation au partage fiscal	226 799
	362 071

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	31 mars 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable aux commanditaires	113 681
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	56 841

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 la manière la plus appropriée 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 la période allant du 6 février 2018 au 31 mars 2018, le parc éolien a généré environ 3,5 millions de dollars 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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	359
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	401
	(42)
Autres produits, montant net	(3)
Amortissements	207
Perte nette latente sur les instruments financiers dérivés	4 112
Perte nette	(4 358)
Autres éléments du résultat global	(3 519)
Total du résultat global	(7 877)
Perte nette attribuable aux :	
Commanditaires :	
Innergex	1 047
Autre commanditaire	1 006
Investisseurs participant au partage fiscal	(6 411)
	(4 358)
Total du résultat global attribuable aux :	
Commanditaires :	
Innergex	(773)
Autre commanditaire	(743)
Investisseurs participant au partage fiscal	(6 361)
	(7 877)

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.

Sommaire des états de la situation financière

Au	31 mars 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28 870
Autres actifs courants	1 220
Actifs courants	30 090
Actifs non courants	447 319
	477 409
Fournisseurs et autres créditeurs	12 380
Autres passifs courants	16 505
Passifs courants	28 885
Passifs non courants	12 239
Participation de commanditaires	168 432
Participation au partage fiscal	267 853
	477 409

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	31 mars 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable aux commanditaires	168 432
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	51%
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	85 900

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 la période allant du 23 mars 2018 au 31 mars 2018, le parc éolien a généré environ 0,6 million de dollars 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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	5 089
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 073
	4 016
Charges financières	1 699
Autres charges, montant net	332
Amortissements	1 997
Perte nette	(12)

Sommaire des états de la situation financière

Au	31 mars 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 227
Autres actifs courants	5 984
Actifs courants	13 211
Actifs non courants	233 532
	246 743
Fournisseurs et autres créditeurs	2 077
Autres passifs courants	—
Passifs courants	2 077
Passifs non courants	149 128
Capitaux propres des associés	95 538
	246 743

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	31 mars 2018
Actifs nets de la coentreprise	95 538
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	25,5 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	24 362

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 le 31 mars 2018.

Dokie est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 31 mars 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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	107
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	659
	(552)
Charges financières	1 579
Autres produits, montant net	(235)
Amortissements	809
Perte nette et résultat global	(2 705)

Sommaire des états de la situation financière

Au	31 mars 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 066
Autres actifs courants	3 057
Actifs courants	6 123
Actifs non courants	234 794
	240 917
Fournisseurs et autres créditeurs	2 318
Autres passifs courants	586
Passifs courants	2 904
Passifs non courants	166 842
Capitaux propres des associés	71 171
	240 917

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	31 mars 2018
Actifs nets de la coentreprise	71 171
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	50,99 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	36 290

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 le 31 mars 2018.

Jimmie Creek est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 31 mars 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 31 mars	
	2018	2017
Produits	1 681	2 208
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	244	217
	1 437	1 991
Charges financières	569	601
Autres produits, montant net	(17)	(8)
Amortissements	1 003	1 004
(Profit net latent) perte nette latente sur les instruments financiers dérivés	(411)	33
Bénéfice net et résultat global	293	361

Sommaire des états de la situation financière

Aux	31 mars 2018	31 décembre 2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 297	1 620
Autres actifs courants	944	1 930
Actifs courants	3 241	3 550
Actifs non courants	59 666	60 658
	62 907	64 208
Fournisseurs et autres créditeurs	120	198
Autres passifs courants	2 561	3 314
Passifs courants	2 681	3 512
Passifs non courants	40 160	40 924
Capitaux propres des associés	20 066	19 772
	62 907	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	31 mars 2018	31 décembre 2017
Actifs nets de la coentreprise	20 066	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	9 832	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 31 mars	
	2018	2017
Produits	3 366	3 062
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	528	514
	2 838	2 548
Charges financières	818	874
Autres produits, montant net	(16)	(8)
Amortissements	627	730
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(170)	(124)
Bénéfice net	1 579	1 076
Autres éléments du résultat global	235	(129)
Total du résultat global	1 814	947
Distributions reçues de la coentreprise par la société	663	290

Sommaire des états de la situation financière

Aux	31 mars 2018	31 décembre 2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 462	1 760
Autres actifs courants	1 021	1 245
Actifs courants	2 483	3 005
Actifs non courants	53 196	53 812
	55 679	56 817
Fournisseurs et autres créditeurs	574	744
Autres passifs courants	3 553	3 611
Passifs courants	4 127	4 355
Passifs non courants	48 521	49 920
Capitaux propres des associés	3 031	2 542
	55 679	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	31 mars 2018	31 décembre 2017
Actifs nets de la coentreprise	3 031	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	1 515	1 271

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 des états du résultat global

	Période de 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	209
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	41
	168
Charges financières	110
Autres charges, montant net	29
Amortissements	228
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(1)
Perte nette	(198)
Autres éléments du résultat global	260
Total du résultat global	62
Perte nette attribuable aux :	
Commanditaire	(30)
Investisseur participant au partage fiscal	(168)
	(198)
Total du résultat global attribuable aux :	
Commanditaire	(27)
Investisseur participant au partage fiscal	89
	62

Sommaire des états de la situation financière

Au	31 mars 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	38
Autres actifs courants	1 929
Actifs courants	1 967
Actifs non courants	27 615
	29 582
Fournisseurs et autres créditeurs	362
Autres passifs courants	1 462
Passifs courants	1 824
Passifs non courants	12 458
Participation de commanditaire	3 129
Participation au partage fiscal	12 171
	29 582

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	31 mars 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable au commanditaire	3 129
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	100 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	3 129

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 10 204 $ US au 31 mars 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 le 31 mars 2018.

Spartan est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 31 mars 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 54 jours close le 31 mars 2018
Produits	115
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	26
	89
Charges financières	62
Autres charges, montant net	14
Amortissements	111
Perte nette	(98)
Autres éléments du résultat global	135
Total du résultat global	37
Perte nette attribuable aux :	
Commanditaires	(15)
Investisseur participant au partage fiscal	(83)
	(98)
Total du résultat global attribuable aux :	
Commanditaires	(15)
Investisseur participant au partage fiscal	52
	37

Sommaire des états de la situation financière

Au	31 mars 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	65
Autres actifs courants	73
Actifs courants	138
Actifs non courants	13 021
	13 159
Fournisseurs et autres créditeurs	143
Autres passifs courants	413
Passifs courants	556
Passifs non courants	5 687
Participation des commanditaires	2 186
Participation au partage fiscal	4 730
	13 159

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	31 mars 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable aux commanditaires	2 186
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	90 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	1 967

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 4 760 $ US au 31 mars 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 le 31 mars 2018.

Kokomo est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 31 mars 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.

Au	31 mars 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	2 052
Écarts de change	7 198
Solde de clôture au 31 mars 2018	150 385

7.2 Engagements des coentreprises et des entreprises associées

Au 31 mars 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	4 596
2019	7 067
2020	7 067
2021	7 067
2022	7 067
Par la suite	95 081
Total	127 945

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 31 mars 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

9. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2018	2017
		(montants retraités – note 2.2)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(6 617)	2 294
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)
(Perte nette) Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(8 102)	809
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	122 593	108 341
(Perte nette) Bénéfice net par action, de base (en $)	(0,07)	0,01
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	122 593	108 341
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	719	954
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	123 312	109 295
(Perte nette) Bénéfice net par action, dilué (en $)	(0,07)	0,01

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 31 mars	
	2018	2017
Actions exclues des éléments dilutifs sur les actions ordinaires qui peuvent être émises à partir de (en milliers) :		
Options sur actions	203	126
Débentures convertibles	6 667	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	71	170	65	98	4 749	3 053	472	8 678
Acquisitions d'entreprises (note 3)	—	—	—	—	430 305	56 250	1 052	487 607
Cessions	—	(175)	(143)	—	—	—	—	(318)
Autres variations	—	—	—	—	—	—	(5)	(5)
Écarts de change, montant net	13	216	40 579	—	25 513	3 115	74	69 510
Au 31 mars 2018	3 139	2 082 068	1 450 795	124 420	460 567	62 418	16 069	4 199 476
Cumul de l'amortissement								
Au 1er janvier 2018	—	(230 616)	(172 439)	(33 733)	—	—	(8 978)	(445 766)
Amortissement	—	(9 730)	(14 198)	(1 490)	(2 639)	—	(481)	(28 538)
Cessions	—	5	4	—	—	—	—	9
Autres variations	—	—	—	—	—	—	7	7
Écarts de change, montant net	—	(84)	(1 521)	—	(83)	—	(6)	(1 694)
Au 31 mars 2018	—	(240 425)	(188 154)	(35 223)	(2 722)	—	(9 458)	(475 982)
Valeur comptable au 31 mars 2018	3 139	1 841 643	1 262 641	89 197	457 845	62 418	6 611	3 723 494

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 72 $ 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 société de portefeuille de 112 991 $ en 3 tranches. Aucun calendrier de remboursement du capital n'est prévu 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 de société lié à 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 de société lié à 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 est garantie par les actions de HS Orka, porte intérêt au taux de 8,5 % par année et arrive à échéance le 23 octobre 2021. L'obligation a été remboursée intégralement au cours du trimestre (voir la note 15).
- Une facilité de crédit renouvelable à court terme de 17 300 $. La facilité a une capacité d'emprunt de 20 000 $, et les fonds sont 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 trimestre et la facilité est arrivée à échéance le 31 mars 2018 (voir la note 15).

	Taux d'intérêt en 2018	Échéance	31 mars 2018
Alterra			
Facilité d'emprunt de la société de portefeuille	7,30 % - 8,07 %	2023	87 113
Facilité d'emprunt de la société de portefeuille (20 714 $ US)	7,34 %	2023	26 708
Emprunts de HS Orka (52 559 €)	3,60 %	2022	83 093
Emprunts de HS Orka (215 243 couronnes islandaises)	5,60 %	2031	2 831

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 %.

12. 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 trois mois close le 31 mars 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).

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

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2018	2017
Débiteurs et impôt à recevoir	28 519	(5 842)
Charges payées d'avance et autres	(1 132)	(2 648)
Fournisseurs, autres créditeurs et impôt à payer	(16 619)	(1 817)
	10 768	(10 307)

b. Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2018	2017
Intérêts versés (y compris les intérêts inscrits à l'actif de néant [5 676 $ en 2017])	35 930	30 894
Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :		
Immobilisations corporelles impayées	(9 758)	(14 106)
Actions dont les droits ont été acquis dans le régime d'ALR	948	—
Distributions non versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	2 535	—
Variation des taux d'actualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(167)	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(1 191)	(2 695)
Actions ordinaires émises au moment de l'acquisition d'Alterra	(330 607)	—
Investissement provenant de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	218	—

c. Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2018	2017
Dette à long terme au début de la période	3 157 458	2 606 633
Augmentation de la dette à long terme	302 086	88 856
Remboursement de la dette à long terme	(166 104)	(19 119)
Paiement des frais de financement différés	(2 614)	(476)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	305 045	101 287
Autres variations	(4 284)	2 149
Écarts de change, montant net	38 846	2 609
Dette à long terme à la fin de la période	3 630 433	2 781 939

14. FILIALES

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	31 mars 2018
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	23 133
Actifs non courants	893 756
	916 889
Passifs courants	38 571
Passifs non courants	211 548
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	359 389
Participations ne donnant pas le contrôle	307 381
	916 889

	Période de 54 jours close le 31 mars 2018
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global	
Produits	16 417
Charges[1]	19 254
Perte nette	(2 837)
Autres éléments du résultat global	36 805
Total du résultat global	33 968
Perte nette attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(1 529)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 308)
	(2 837)
Total du résultat global attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	18 309
Participations ne donnant pas le contrôle	15 659
	33 968

1. Les charges comprennent aussi des charges sans effet sur la trésorerie, comme des amortissements totalisant 3 270 $ et une perte nette latente sur les instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 9 859 $.

15. 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).

16. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 31 mars 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 une centrale hydroélectrique aux États-Unis ainsi que dans deux centrales géothermiques en Islande. 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 31 mars	
	2018	2017
Produits		
Canada	68 431	64 489
France	32 219	9 480
Islande	16 417	—
États-Unis	814	558
	117 881	74 527

Aux	31 mars 2018	31 décembre 2017
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé		
Canada	3 159 307	2 977 859
France	1 003 446	973 740
Islande	899 096	—
États-Unis	186 271	7 052
	5 248 120	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 31 mars 2018						
Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Géothermie	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	34 663	64 051	16 417	2 750	—	117 881
Charges :						
Charges d'exploitation	9 855	7 429	8 519	169	—	25 972
Frais généraux et administratifs	2 657	2 622	2 345	34	—	7 658
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	—	4 908	4 908
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 perte nette latente sur instruments financiers	22 151	54 000	5 553	2 547	(4 908)	79 343
Charges financières						45 671
Autres charges, montant net						2 188
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente sur instruments financiers						31 484
Amortissement des immobilisations corporelles						28 538
Amortissement des immobilisations incorporelles						10 634
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées						(3 096)
Perte nette latente sur instruments financiers						12 143
Perte avant impôt sur le résultat						(16 735)

Au 31 mars 2018						
Goodwill	15 180	41 894	42 762	303	5	100 144
Total de l'actif	2 525 449	1 899 336	932 785	106 408	69 550	5 533 528
Total du passif	2 186 081	1 618 357	460 430	112 966	85 732	4 463 566
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	401	153	7 803	98	223	8 678

Période de trois mois close le 31 mars 2017 Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
					(montants retraités - note 2.2)
Produits	34 358	36 892	3 277	—	74 527
Charges :					
Charges d'exploitation	10 739	5 175	175	—	16 089
Frais généraux et administratifs	2 765	1 422	55	336	4 578
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	2 918	2 918
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	20 854	30 295	3 047	(3 254)	50 942
Charges financières					29 518
Autres produits, montant net					(360)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers					21 784
Amortissement des immobilisations corporelles					21 817
Amortissement des immobilisations incorporelles					7 765
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées					(715)
Profit net latent sur instruments financiers					(5 075)
Perte avant impôt sur le résultat					(2 008)

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

17. 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 $)
15/05/2018	29/06/2018	16/07/2018	0,1700	0,2255	0,359375

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

Le 14 janvier 2014, Harrison Hydro Project Inc., Fire Creek Project Limited Partnership, Lamont Creek Project Limited Partnership, Stokke Creek Project Limited Partnership, Tipella Creek Project Limited Partnership and Upper Stave Project Limited Partnership (les « Appelants ») ont déposé des appels devant l'Environmental Appeal Board contestant une décision du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) visant les taux de redevances d'énergie hydraulique qui seront facturés en vertu de la loi intitulée *Water Act* R.S.B.C. 1996, c. 483 en ce qui concerne les centrales Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River. Le 8 décembre 2015, l'Environmental Appeal Board a rendu sa décision et a rejeté l'appel. Le 20 janvier 2016, une demande de révision judiciaire a été déposée à la Cour Suprême de la Colombie-Britannique (la « CSCB »). Le 27 février 2017, la CSCB a refusé d'infirmer la décision de l'Environmental Appeal Board. Le 21 mars 2017, les Appelants ont interjeté appel de la décision de la CSCB et le 8 février 2018, dans une décision partagée, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a refusé d'infirmer la décision de la CSCB. Les Appelant ont déposé une requête pour permission d'en appeler à la Cour suprême du Canada le 3 avril 2018. Le résultat de l'examen judiciaire pourrait avoir une incidence sur les dépenses de ces entités sur une base annuelle, ce qui représenterait une augmentation annuelle globale d'environ 1 600 $ liée aux droits d'utilisation de l'eau. Le montant de cette augmentation potentielle des droits d'utilisation de l'eau a été inclus dans les résultats de la Société pour les exercices 2013, 2014, 2015, 2016 et 2017. La Société détient une participation indirecte de 50,0024 % dans ces 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 loyers ajustés aux Appelants pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3 287 $. Le montant a été versé sous toute réserve et les Appelants ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board, qui est suspendue jusqu'à ce que l'appel mentionné au paragraphe précédent de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique soit réglé.

c. Renouvellement des contrats d'achat d'électricité avec BC Hydro

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

d. Le tribunal de première instance donne raison à HS Orka

Le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur d'HS Orka dans une affaire opposant la société à HS Veitur hf. 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. Cette demande faisait suite à la réception d'un avis de résiliation d'une entente concernant le paiement des prestations de retraite envoyée 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, fondée sur cette entente, est entièrement justifiée. Les négociations n'ont pas permis de régler l'affaire. Les procédures judiciaires ont eu lieu en mars 2018. HS Veitur a 30 jours à compter du 17 avril 2018 pour interjeter appel devant la Cour suprême. Une réclamation de 9 900 $ a été déposée est est incluse dans les débiteurs au bilan.

e. Prorogation des contrats de change à terme

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

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales au 23 avril 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

f. Signature d'un contrat d'achat d'électricité pour un projet éolien dans l'État du Texas, aux 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 350 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.

g. Acquisition des participations restantes dans trois centrales hydroélectriques

Le 15 mai 2018, Innergex a annoncé qu'elle a acquis la participation de 33,3 % de Ledcor Power Group 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 pour un montant de 98 443 $, à un taux de rendement annualisé après impôt de 12,9 %.

h. Partenariat et acquisition au Chili

Le 15 mai 2018, Innergex et Energía Llaima, une entreprise du secteur de l'énergie renouvelable au Chili, ont eu le plaisir d'annoncer qu'elles ont 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 assujettie à certaines approbations réglementaires au Chili et à la finalisation du partenariat entre les parties. De plus, Innergex a signé un accord d'exclusivité avec Energía Llaima visant un partenariat en coentreprise afin d'acquérir une participation de 50 % dans l'entreprise. Les ententes définitives devraient être conclues au cours des prochaines semaines à l'égard de cette coentreprise.

Le projet hydroélectrique Duqueco comprend deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001 : Peuchen (85 MW) et Mampil (55 MW). Innergex prévoit un BAIIA ajusté d'environ 21 000 $ US (26 827 $) par année pour le projet Duqueco. Le prix d'achat, déduction faite d'environ 10 000 $ US (12 775 $) d'encaisse, s'élève à environ 210 000 $ US (268 275 $), sous réserve de certains ajustements, et un financement de 140 000 $ US (178 850 $) devrait être accordé par une banque sud-américaine, Itaú, pour couvrir une partie du prix d'achat. La participation nette d'Innergex du prix d'achat restant s'élèvera à environ 80 000 $ US (102 200 $). De plus, la Société a effectué un dépôt pour sécuriser le financement de 10 000 $ US (12 775 $). Les deux montants seront payés au moyen des fonds disponibles en vertu de sa facilité de crédit renouvelable.

Energía Llaima détient une participation dans deux installations en exploitation, une centrale hydroélectrique au fil de l'eau (12 MW) et une centrale solaire thermique (34 MW), dans deux installations en développement (125 MW) et d'autres projets à des stades préliminaires de développement. À la signature d'un accord de partenariat final, Innergex détiendrait 50 % d'Energía Llaima pour un engagement total de 110 000 $ US (140 525 $) à investir dans les trois prochaines années. En plus de l'investissement dans le projet Duqueco, Innergex investira 10 000 $ US (12 775 $) supplémentaires dans Energía Llaima pour contribuer à son fonds de roulement. Avec ces investissements, l'engagement d'Innergex serait presque atteint.

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 x1222
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

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 actionnaires 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