



INNERGEX

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2018

POUR LA PÉRIODE
CLOSE LE
30 SEPTEMBRE 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 important producteur indépendant canadien d'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, acquiert, possède et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des centrales géothermiques et exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France, au Chili et en Islande. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous les symboles INE.DB.A. et INE.DB.B.

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

RAPPORT DE GESTION

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

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

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

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

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

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

TABLE DES MATIÈRES

Faits saillants	3	Renseignements financiers trimestriels	33
Vue d'ensemble	4	Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	35
Stratégie de la Société	5	Filiales à moins de 100 %	50
Indicateurs de rendement clés	6	Transactions entre parties liées	51
Mise à jour au troisième trimestre	6	Mesures non conformes aux IFRS	51
Résultats d'exploitation	9	Information prospective	52
Liquidités et ressources en capital	18	Modifications de méthodes comptables	56
Structure du capital-actions	20	Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	59
Situation financière	22	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société	59
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	26	Événements postérieurs à la clôture	61
Information sectorielle	28		

FAITS SAILLANTS

- La production a augmenté de 25 % pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent et elle s'est établie à 91 % de la production moyenne à long terme (PMLT).
- Les produits ont augmenté de 30 % pour s'établir à 140,8 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 12 % pour s'établir à 91,6 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent.
- Le 2 juillet 2018, Innergex a acquis le projet d'énergie solaire photovoltaïque Phoebe de 315 MW_{CC} situé au Texas pour lequel un avis final de démarrage des travaux a été émis la même journée.
- Le 3 juillet 2018, Innergex a réalisé l'acquisition d'une participation de 50 % dans Energía Llaima SpA (« Energía Llaima »), ce qui lui a permis de conclure l'acquisition du projet hydroélectrique Duquenco au Chili le 5 juillet 2018.
- Le 2 août 2018, Innergex a annoncé qu'elle avait conclu une convention définitive visant l'acquisition de la participation de TransCanada dans les cinq parcs éoliens Cartier. La transaction a été réalisée le 24 octobre 2018.

Faits saillants financiers

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	montants retraités ⁴		montants retraités ⁴	
Production (MWh)	1 556 891	1 243 099	4 516 559	3 288 151
Produits	140 768	108 234	408 190	292 290
BAIIA ajusté ¹	91 634	81 803	270 104	218 664
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex ^{1,2}	25 998	1 328	43 547	6 475
BAIIA ajusté proportionnel ¹	117 632	83 131	313 651	225 139
Marge du BAIIA ajusté ¹	65,1 %	75,6 %	66,2 %	74,8 %
Bénéfice net	9 431	4 251	11 629	15 748
Bénéfice net ajusté ¹	19 516	4 814	13 773	11 934
ACTIONS ORDINAIRES				
Dividendes déclarés	22 576	17 926	67 607	53 701
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	132 759	108 567	129 329	108 447
			Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	
			2018	2017
FLUX DE TRÉSORERIE				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation			245 849	80 801
Flux de trésorerie disponibles ^{1,3}			97 488	88 889
Ratio de distribution ^{1,3}			88 %	80 %

1. Le BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté, le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e), les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

2. Pour plus d'information sur le calcul de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».

3. Pour plus d'information sur le calcul et une explication des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution de la Société, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ».

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

SITUATION FINANCIÈRE	Aux	
	30 septembre 2018	31 décembre 2017
		montants retraités ¹
Total de l'actif	5 640 347	4 190 456
Passifs non courants	4 379 270	3 490 350
Participations ne donnant pas le contrôle	315 047	14 920
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	659 496	438 342

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

VUE D'ENSEMBLE

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

Portefeuille d'actifs

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

- 68 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre 1978 et mars 2018, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 9,3 années. Elles vendent principalement l'électricité produite en vertu de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats d'électricité de couverture ou des contrats industriels et de détail à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») dont la durée moyenne pondérée restante est de 15,9 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- cinq projets dont la mise en service commerciale est prévue entre 2019 et 2022 (les « projets en développement »);
- plusieurs projets pour lesquels des droits de propriété foncière ont été obtenus, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (collectivement, les « projets potentiels »). Ces projets sont à différents stades de développement.

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

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

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

(en MW)	68 installations en exploitation	5 projets en développement	Plusieurs projets potentiels
HYDRO			
Nette	797	54	2 082
Brute	1 181	135	2 470
ÉOLIEN			
Nette	1 138	353	5 975
Brute	1 629	353	6 385
GÉOTHERMIQUE			
Nette	94	—	85
Brute	174	—	160
SOLAIRE			
Nette	62	315	240
Brute	88	315	240
TOTAL			
Nette	2 091	722	8 382
Brute	3 072	803	9 255

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

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

Maintien de la diversification des sources d'énergie

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

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

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

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

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

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

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

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

MISE À JOUR AU TROISIÈME TRIMESTRE

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

Le 2 juillet 2018, la Société a acquis le projet d'énergie solaire photovoltaïque Phoebe de 250 MW_{CA}/315 MW_{CC} situé dans le comté de Winkler, au Texas. De plus, un avis final de démarrage des travaux a été émis le 2 juillet 2018 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au cours du troisième trimestre de 2019. Le projet devrait générer un BAIIA ajusté prévu d'environ 20,2 M\$ US (26,7 M\$) pour 12 mois d'exploitation. Après avoir déduit les distributions à l'investisseur participant au partage fiscal, les distributions à être reçues par Innergex avant le service de la dette se chiffrent à environ 13,8 M\$ US (18,2 M\$). Le projet est admissible par ailleurs à un crédit d'impôt à l'investissement (CII) accordé par le gouvernement fédéral américain équivalant à environ 30 % des coûts en capital du projet. Le CII sera surtout attribué à l'investisseur participant au partage fiscal. Après la septième année d'exploitation, il est prévu qu'environ 95 % du BAIIA ajusté prévu, ce qui correspond à environ 19,6 M\$ US (25,9 M\$), sera réalisé.

Les coûts totaux de construction sont estimés à 397,0 M\$ US (524,0 M\$) et seront couverts en partie prioritairement au moyen d'un emprunt lié à la construction de 115,9 M\$ US et d'un crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal de 176,2 M\$ US. L'emprunt lié à la construction sera remplacé par un emprunt à terme et le crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal sera résilié et remplacé par un financement par l'investisseur participant au partage fiscal après la réalisation de certaines étapes importantes de projet. Une filiale d'Innergex a émis une lettre de crédit d'un montant de 212,0 M\$ US à l'appui de ses obligations aux termes de ces ententes de financement.

Partenariat et acquisition au Chili

Le 3 juillet 2018, Innergex a acquis une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient une participation dans la centrale hydroélectrique Guyacán (12 MW) et le parc solaire Pampa Elvira (34 MW), lesquels devraient générer un BAIIA ajusté prévu d'environ 6,5 M\$ US (8,5 M\$). De plus, Energía Llaima détient une participation dans deux centrales hydroélectriques en développement (125 MW) et dans d'autres projets à des stades préliminaires de développement. Innergex a investi un montant initial de 10 M\$ US (13,2 M\$) par l'intermédiaire des fonds disponibles de ses facilités de crédit renouvelables et a accepté d'investir 100 M\$ US supplémentaires (131,5 M\$) sur une période de 12 mois, dont une tranche de 90 M\$ US a été investie pour l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco.

Le 5 juillet 2018, Energía Llaima a mené à bien l'acquisition précédemment annoncée du projet hydroélectrique Duqueco de 140 MW au Chili. Le projet hydroélectrique Duqueco est composé de deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001 : Peuchén (85 MW) et Mampil (55 MW). Innergex s'attend à ce que le projet Duqueco génère un BAIIA ajusté d'environ 21 M\$ US (27,6 M\$) annuellement. Le prix d'achat, déduction faite de la trésorerie estimée de 10 M\$ US (13,2 M\$), s'élève à environ 210 M\$ US (276,2 M\$), sous réserve de certains ajustements. Un financement de 15 ans de 130 M\$ US (171,0 M\$) a été arrangé et souscrit. L'emprunt à terme de 15 ans comprend un emprunt sans amortissement de 70 M\$ US (92,1 M\$) et porte intérêt à un taux variable auquel la Société a l'intention de réduire son exposition en concluant des instruments de

couverture à long terme. Le produit de l'emprunt a été affecté au paiement d'une partie du prix d'achat. La quote-part nette d'Energía Llaima du prix d'achat restant s'est élevée à environ 80 M\$ US (105,2 M\$). De plus, Energía Llaima a effectué un dépôt pour obtenir un financement de 10 M\$ US (13,2 M\$).

Avis d'appel d'une décision sur les droits d'utilisation de l'eau

Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3,3 M\$ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board, qui a été suspendue jusqu'au mois d'août 2018. L'appel suit maintenant son cours.

Acquisition de la participation de notre partenaire dans les cinq parcs éoliens Cartier

Le 2 août 2018, la Société a annoncé la conclusion d'une convention définitive visant l'acquisition de la participation de 62 % de TransCanada dans cinq parcs éoliens situés en Gaspésie, au Québec, soit Baie-des-Sables, Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche (les « parcs éoliens Cartier »), et sa participation de 50 % dans les entités d'exploitation des parcs éoliens Cartier (les « entités d'exploitation Cartier »). Innergex détenait déjà les participations restantes dans les parcs éoliens Cartier et les entités d'exploitation Cartier. L'acquisition a été réalisée le 24 octobre 2018 en échange d'une contrepartie totale d'environ 620 M\$ après ajustement pour les distributions reçues par TransCanada depuis le 1er juillet 2018.

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

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

Parallèlement à la clôture de l'acquisition, Innergex a obtenu deux facilités de crédit à court terme pour couvrir le prix d'achat et les coûts de transaction dans leur intégralité.

Innergex a obtenu une facilité de crédit sans recours d'un an de 400 M\$ que la Société a l'intention de rembourser à l'aide du produit tiré du financement de projets au moyen d'emprunts à long terme sans recours établis en fonction de la durée de vie utile des actifs. Les discussions avec les prêteurs à long terme sont bien avancées et la clôture du financement de projets au moyen d'emprunts à long terme sans recours devrait avoir lieu dans les prochains mois.

Innergex a également obtenu une facilité de crédit à terme d'un an de 228 M\$ qui sera remboursée au moyen de la cession stratégique d'actifs sélectionnés, laquelle serait optimale pour le rendement à long terme et les perspectives de la Société. La direction estime qu'il existe un certain nombre d'occasions intéressantes et réalisables pour monétiser les actifs choisis ou des parties des actifs existants d'une façon qui soutienne la stratégie à long terme d'Innergex. La Société examinera minutieusement ces différentes options pour maximiser la valeur de son portefeuille d'actifs. Le moment de ces ventes dépendra des conditions du marché en vigueur; les ventes devraient toutefois être réalisées dans un délai d'un an.

Activités de construction

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

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

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.

2. Correspond à 100 % de cette installation.

3. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celui présenté par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

4. L'électricité produite sera vendue sur le marché du détail.

5. La participation correspond à une participation de commanditaire de 100 % dans Phoebe. Toutefois, à la suite du financement par des investisseurs participant au partage fiscal, un de ces investisseurs détiendra la totalité des participations au partage fiscal.

Brúarvirkjun

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

En date du présent rapport de gestion, les travaux de construction menés sur les lieux se poursuivent, la plupart des travaux de génie civil ayant lieu à l'emplacement de la prise d'eau et à la centrale. Les détournements de rivière prévus à la prise d'eau sont terminés et l'excavation pour la prise d'eau est pratiquement terminée, l'installation de la grue à tour ayant été réalisée en octobre. L'excavation en vue de l'alignement de la conduite forcée se poursuit et l'excavation effectuée à la centrale est terminée et la construction des fondations a commencé. La fabrication prévue aux termes de tous les principaux contrats d'approvisionnement, notamment celle prévue pour les turbogénérateurs, la conduite forcée, les vannes et le transformateur, a commencé. La livraison des principales composantes devrait commencer en 2019. Le projet a reçu son étude d'incidence environnementale et obtenu les droits d'utilisation de l'eau, les contrats fonciers, les permis d'exploration, la licence de développement et les approbations municipales nécessaires en vertu d'un plan d'occupation des sols précis. La demande d'appel déposée auprès de l'Appellate Committee for Environment and Resources pour réclamer l'annulation du permis de construction demeure en suspens. Une réponse officielle aux questions et motifs invoqués par le demandeur a été déposée. La mise en service est prévue pour le premier semestre de 2020.

Phoebe

L'acquisition du projet d'énergie solaire photovoltaïque Phoebe de 315 MW_{CC} a eu lieu au cours du troisième trimestre de 2018. L'entrepreneur en IAC est présent sur les lieux, effectue des travaux de génie civil et s'occupe des détails de conception et de l'approvisionnement. La mise en service commerciale devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019.

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

Activités de développement

Foard City

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

En date du présent rapport de gestion, les travaux de conception détaillée sont bien avancés et le processus d'approvisionnement est en cours.

Frontera

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

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

El Canelo

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

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

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

La production d'électricité pour le trimestre s'est établie à 91 % par rapport à la PMLT, en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne observés partout au Canada et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France.

La production a augmenté de 25 %, les produits, de 30 %, et le BAIIA ajusté, de 12 %, au cours du trimestre considéré. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'apport des installations acquises en 2018.

Production d'électricité

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre					
	2018			2017		
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDRO						
Québec	150 902	180 225	84 %	196 858	180 225	109 %
Ontario	7 477	8 233	91 %	17 537	8 233	213 %
Colombie-Britannique	707 332	796 474	89 %	701 262	796 945	88 %
États-Unis	14 126	16 694	85 %	15 624	16 694	94 %
Total partiel	879 837	1 001 626	88 %	931 281	1 002 097	93 %
ÉOLIEN						
Québec	234 976	227 748	103 %	204 664	247 348	83 %
France	100 029	140 544	71 %	92 812	112 166	83 %
Total partiel	335 005	368 292	91 %	297 476	359 514	83 %
GÉOTHERMIE						
Islande	328 080	319 740	103 %	—	—	—
SOLAIRE						
Ontario	13 969	12 370	113 %	14 342	12 457	115 %
Total	1 556 891	1 702 028	91 %	1 243 099	1 374 068	90 %

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, les installations de la Société ont produit 1 556 891 MWh, soit 91 % par rapport à la PMLT de 1 702 028 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 88 % de leur PMLT. Ce résultat est attribuable surtout aux débits d'eau inférieurs à la moyenne observés dans toutes les régions. Globalement, les parcs éoliens ont produit 91 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes éoliens inférieurs à la moyenne observés en France, partiellement contrebalancés par des régimes éoliens légèrement supérieurs à la moyenne au Québec. Les centrales géothermiques ont produit 103 % de leur PMLT. Le parc solaire Stardale a produit 113 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. Pour plus d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de la production de 25 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations géothermiques acquises auprès d'Alterra en 2018, à la hausse de la production des installations Mesgi'g Ugu's'n et Upper Lillooet River, à une amélioration de la performance des parcs éoliens québécois et aux parcs éoliens français mis en service en 2017, facteurs contrebalancés dans une certaine mesure par une diminution de la production des centrales hydroélectriques.

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2018			2017		
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDRO						
Québec	492 322	518 444	95 %	552 446	518 444	107 %
Ontario	50 604	53 332	95 %	63 401	53 332	119 %
Colombie-Britannique	1 709 257	1 822 904	94 %	1 618 614	1 803 362	90 %
États-Unis	42 896	41 577	103 %	32 061	41 577	77 %
Total partiel	2 295 079	2 436 257	94 %	2 266 522	2 416 715	94 %
ÉOLIEN						
Québec	880 210	884 216	100 %	743 459	892 923	83 %
France	461 559	525 374	88 %	243 669	290 000	84 %
Total partiel	1 341 769	1 409 590	95 %	987 128	1 182 923	83 %
GÉOTHERMIE						
Islande ²	845 297	834 608	101 %	—	—	—
SOLAIRE						
Ontario	34 414	31 702	109 %	34 501	31 926	108 %
Total	4 516 559	4 712 157	96 %	3 288 151	3 631 564	91 %

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

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, les installations de la Société ont produit 4 516 559 MWh d'électricité, soit 96 % de la PMLT de 4 712 157 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 94 % de leur PMLT en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne observés en Colombie-Britannique, au Québec et en Ontario, et des difficultés liées aux activités d'après-mise en service de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River, lesquelles ont été, pour la plupart, résolues. Globalement, les parcs éoliens ont produit 95 % de leur PMLT en raison principalement des régimes éoliens en dessous de la moyenne et des interruptions provoquées pour des raisons d'entretien en France ainsi que des travaux en cours destinés à améliorer la performance de Mesgi'g Ugnu's'n, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par les régimes éoliens au-dessus de la moyenne au Québec et par la contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien. Les centrales géothermiques ont produit 101 % de leur PMLT. Le parc solaire Stardale a produit 109 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. Pour plus d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de 37 % de la production par rapport à la même période de l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations géothermiques acquises par l'entremise d'Alterra en février 2018 et de celles acquises en France en 2017, à la hausse de la production des centrales Mesgi'g Ugnu's'n et Upper Lillooet River et à une amélioration de la performance des parcs éoliens québécois.

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

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2018	2017	Variation		2018	2017	Variation	
		montants retraités ³				montants retraités ³		
Produits	140 768	108 234	32 534	30 %	408 190	292 290	115 900	40 %
Charges d'exploitation	36 634	18 092	18 542	102 %	100 056	51 396	48 660	95 %
Frais généraux et administratifs	8 180	4 689	3 491	74 %	24 737	14 024	10 713	76 %
Charges liées aux projets potentiels	4 320	3 650	670	18 %	13 293	8 206	5 087	62 %
BAIIA ajusté¹	91 634	81 803	9 831	12 %	270 104	218 664	51 440	24 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	65,1 %	75,6 %			66,2 %	74,8 %		
Charges financières	48 457	38 189	10 268	27 %	143 566	106 916	36 650	34 %
Autres charges (produits), montant net	2 519	746	1 773	238 %	6 134	(26)	6 160	(23 692) %
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	41 342	33 407	7 935	24 %	122 281	94 952	27 329	29 %
Quote-part du bénéfice des coentreprises (note 2)	(15 279)	(394)	(14 885)	3 778 %	(17 117)	(2 931)	(14 186)	484 %
Perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers	2 967	1 009	1 958	194 %	2 293	(3 596)	5 889	(164) %
Charge d'impôt	2 197	4 595	(2 398)	(52) %	1 318	7 601	(6 283)	(83) %
Bénéfice net	9 431	4 251	5 180	122 %	11 629	15 748	(4 119)	(26) %
Bénéfice net attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	10 736	5 738	4 998	87 %	17 450	22 493	(5 043)	(22) %
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 305)	(1 487)	182	(12) %	(5 821)	(6 745)	924	(14) %
	9 431	4 251	5 180	122 %	11 629	15 748	(4 119)	(26) %
Bénéfice net par action, de base (en \$)	0,07	0,04			0,10	0,17		

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

Produits

En hausse de 30 %, à 140,8 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

En hausse de 40 %, à 408,2 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Les augmentations sont attribuables principalement à l'apport des installations géothermiques acquises auprès d'Alterra en février 2018, à une production plus élevée aux installations Mesgi'g Ujju's'n et Upper Lillooet River, et à l'apport des parcs éoliens Rougemont-2, Plan Fleury et Les Renardières mis en service en 2017. Outre les facteurs précités, l'augmentation observée pour la période de neuf mois est également attribuable à l'apport des parcs éoliens en France acquis en 2017 et à une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien.

Charges

En hausse de 86 %, à 49,1 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

En hausse de 88 %, à 138,1 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Les *charges d'exploitation* sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien, d'impôts fonciers, de redevances et de coût de l'électricité (s'il y a lieu). Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, la Société a constaté des charges d'exploitation de 36,6 M\$ et de 100,1 M\$, respectivement (18,1 M\$ et 51,4 M\$ pour les périodes correspondantes de 2017). Les augmentations de 102 % et de 95 % pour les périodes de trois mois et de neuf mois sont essentiellement attribuables à l'acquisition d'Alterra en février 2018 et aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River, lesquelles à présent ont été, pour la plupart, résolues. Outre les facteurs précités, l'augmentation observée pour la période de neuf mois est également attribuable à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2017. Les charges d'exploitation pour les centrales géothermiques, qui sont exploitées par HS Orka en Islande, sont plus élevées, car l'entretien et les activités quotidiennes demandent plus de travail. Lorsque cela est nécessaire, HS Orka achète de l'électricité afin de compléter sa production, ce qui contribue à faire augmenter les charges d'exploitation. Les deux facteurs qui se rapportent à HS Orka sont les principales raisons pour lesquelles les charges d'exploitation ont augmenté davantage par rapport à la progression des produits. En 2017, les charges d'exploitation pour la période de neuf mois ont subi l'influence d'un paiement d'un montant total de 3,3 M\$ au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 pour Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River, qui ont été cotisés de nouveau à la suite de la décision prise par le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des taux de location plus élevés en fonction de la production combinée des installations, plutôt que d'appliquer des taux inférieurs pour chaque installation selon leur production prise individuellement, comme cela était le cas auparavant. La Société a fait appel de cette décision auprès de l'Environmental Appeal Board. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau pour ces installations sont payés aux taux de location plus élevés. Une tranche de 49,99 % du paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau a été attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, ces frais ont totalisé 8,2 M\$ et 24,7 M\$, respectivement (4,7 M\$ et 14,0 M\$ pour les périodes correspondantes de 2017). Les augmentations de 74 % et de 76 % pour les périodes de trois mois et de neuf mois découlent principalement de l'acquisition d'Alterra, qui incluait les activités géothermiques de HS Orka, et du plus grand nombre d'installations en exploitation.

Les *charges liées aux projets potentiels*, qui comprennent les coûts liés au développement des projets potentiels, découlent du nombre de projets potentiels que la Société a décidé de faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, ces charges ont totalisé 4,3 M\$ et 13,3 M\$, respectivement (3,7 M\$ et 8,2 M\$ pour les périodes correspondantes de 2017). Les augmentations de 18 % et de 62 % pour les périodes sont liées principalement aux activités menées au cours du trimestre pour soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux, 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 12 %, à 91,6 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

En hausse de 24 %, à 270,1 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

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

Les augmentations survenues au cours des périodes de trois mois et de neuf mois sont principalement attribuables à l'augmentation de la production et des produits des nouvelles installations mises en service et acquises en 2017 et en 2018, partiellement contrebalancées par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux projets potentiels. La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 75,6 % à 65,1 % pour la période de trois mois, et de 74,8 % à 66,2 % pour la période de neuf mois, en raison principalement de l'augmentation plus importante des charges que des produits à la suite de l'intégration des activités géothermiques de HS Orka, qui génèrent une marge plus faible en raison des coûts élevés liés à l'entretien, des charges liées aux activités d'exploitation quotidiennes et des coûts liés aux achats d'électricité. Le recul est attribuable également aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service à la centrale Upper Lillooet River, lesquelles à présent ont été, pour la plupart, résolues.

BAlIA ajusté proportionnel

En hausse de 42 %, à 117,6 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

En hausse de 39 %, à 313,7 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

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

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
BAlIA ajusté ¹	91 634	81 803	270 104	218 664
Quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex ^{1,2}	25 998	1 328	43 547	6 475
BAlIA ajusté proportionnel¹	117 632	83 131	313 651	225 139

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

2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » du présent rapport de gestion.

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

Charges financières

En hausse de 27 %, à 48,5 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

En hausse de 34 %, à 143,6 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Les *charges financières* comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débetures 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 débetures convertibles, la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Les augmentations sont principalement attribuables aux charges liées aux acquisitions réalisées en 2018 et à la hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 4,63 % au 30 septembre 2018 (4,43 % au 31 décembre 2017).

Autres charges (produits), montant net

Charges de 2,5 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Charges de 6,1 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Le *montant net des autres charges (produits)* comprend les coûts de transaction, le profit ou la perte réalisé(e) sur les instruments financiers dérivés, le profit ou la perte sur contreparties conditionnelles, le montant net des autres produits, le profit ou la perte découlant de la cession d'immobilisations corporelles et l'amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché. Les charges comptabilisées pour les périodes de trois mois et de neuf mois sont attribuables principalement à une perte de change réalisée, cette dernière ayant été atténuée par une hausse du montant net des autres produits. Outre les facteurs précités, les charges comptabilisées pour la période de neuf mois sont également attribuables à une hausse des coûts de transaction s'expliquant par l'acquisition d'Alterra.

En lien avec la transaction d'Alterra, la Société a conclu des contrats à terme sur obligations totalisant 50,0 M\$ pour atténuer le risque de hausse des taux d'intérêt avant la clôture de la transaction. Ces contrats à terme sur obligations ont été réglés à la clôture de la transaction d'Alterra, en février 2018 et ont donné lieu à un profit de 0,8 M\$.

Amortissements

En hausse de 24 %, à 41,3 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

En hausse de 29 %, à 122,3 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

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

Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées

Quote-part du bénéfice net de 15,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, comparativement à une quote-part du bénéfice net de 0,4 M\$ pour la période correspondante de 2017

Quote-part du bénéfice net de 17,1 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, comparativement à une quote-part du bénéfice net de 2,9 M\$ pour la période correspondante de 2017

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

Le 3 juillet 2018, Innergex a réalisé un investissement dans Energía Llama SpA (« Energía Llama ») pour acquérir une participation de 50 %.

S'ajoutent aux coentreprises et aux entreprises associées les entités suivantes déjà détenues par Innergex, exception faite de HS Orka qui est consolidée : Umbata Falls, L.P. (« Umbata Falls ») (participation de 49 %) et Viger-Denonville, L.P. (« Viger-Denonville ») (participation de 50 %).

Pour plus d'information, veuillez vous 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 3,0 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, comparativement à une perte nette latente de 1,0 M\$ pour la période correspondante de 2017

Perte nette latente de 2,3 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, comparativement à un profit net latent de 3,6 M\$ pour la période correspondante de 2017

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

La perte nette latente sur instruments financiers pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 est attribuable surtout à une perte latente sur la conversion de prêts intragroupe et à une perte de 1,1 M\$ sur le dérivé incorporé lié à HS Orka, lesquelles ont été annulées dans une certaine mesure par une variation favorable du swap de taux de change entre le dollar canadien et l'euro, ainsi qu'à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture.

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

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, la Société a comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers de 1,0 M\$ et un profit net latent sur instruments financiers de 3,6 M\$, respectivement. La perte nette latente enregistrée pour le trimestre en question est imputable à une perte nette latente sur le swap de taux de change découlant d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro et à une perte sur la conversion de prêts intragroupe, ce qui a été contrebalancé en partie par l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture. Le profit net latent enregistré pour la période de neuf mois est imputable à un profit latent sur la conversion de prêts intragroupe et à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la

comptabilité de couverture, ce qui a été contrebalancé en partie par une perte nette latente sur le swap de taux de change découlant d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro.

Charge (recouvrement) d'impôt

[Charge d'impôt à 2,2 M\\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018](#)

[Charge d'impôt à 1,3 M\\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018](#)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 1,9 M\$ (1,8 M\$ pour la période correspondante de 2017) et une charge d'impôt différé de 0,3 M\$ (2,8 M\$ pour la période correspondante de 2017). La légère augmentation de la charge d'impôt exigible est principalement attribuable à la hausse des charges en Islande, contrebalancée par la diminution des charges liées aux installations françaises. La diminution de la charge d'impôt différé s'explique principalement par la baisse du bénéfice avant la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 4,5 M\$ (3,5 M\$ pour la période correspondante de 2017) et un recouvrement d'impôt différé de 3,1 M\$ (charge d'impôt différé de 4,1 M\$ pour la période correspondante de 2017). L'augmentation de 0,9 M\$ de la charge d'impôt exigible est principalement attribuable à la hausse des charges en Islande, contrebalancée par la diminution des charges liées aux installations françaises et américaines. L'écart positif de 7,2 M\$ de l'impôt différé s'explique essentiellement par la baisse du bénéfice avant la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées.

Bénéfice net

[En hausse à 9,4 M\\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018](#)

[En baisse à 11,6 M\\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018](#)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, la Société a enregistré un bénéfice net de 9,4 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,07 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 4,3 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,04 \$ par action) pour la période correspondante de 2017. L'augmentation de 5,2 M\$ du bénéfice net s'explique par la variation positive de 14,9 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées, l'augmentation de 9,8 M\$ du BAIIA ajusté et la variation positive de 2,4 M\$ de l'impôt sur le résultat, partiellement compensés par l'augmentation de 10,3 M\$ des charges financières, l'augmentation de 7,9 M\$ des amortissements, la perte nette latente (le profit net latent) sur instruments financiers de 2,0 M\$ et la variation négative de 1,8 M\$ du montant net des autres charges (produits).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, la Société a enregistré un bénéfice net de 11,6 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,10 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 15,7 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,17 \$ par action) pour la période correspondante de 2017. La diminution de 4,1 M\$ du bénéfice net s'explique par l'augmentation de 36,7 M\$ des charges financières, l'augmentation de 27,3 M\$ des amortissements, la variation négative de 6,2 M\$ du montant net des autres charges (produits) et la variation négative de 5,9 M\$ de la perte nette latente (du profit net latent) sur instruments financiers, partiellement compensées par l'augmentation de 51,4 M\$ du BAIIA ajusté, la variation positive de 14,2 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées, et la variation positive de 6,3 M\$ de l'impôt sur le résultat.

Bénéfice net ajusté

[En hausse à 19,5 M\\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018](#)

[En hausse à 13,8 M\\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018](#)

Le 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 en dresser un portrait plus précis. Le 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. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

Incidence des instruments financiers sur le bénéfice net	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
		montants retraités ²		montants retraités ²
Bénéfice net	9 431	4 251	11 629	15 748
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	2 967	1 009	2 293	(3 596)
Perte réalisée (profit réalisé) sur instruments financiers	4	—	(822)	—
(Recouvrement) charge d'impôt lié(e) aux éléments ci-dessus	(556)	22	817	656
Quote-part de la perte nette latente (du profit net latent) sur instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	7 670	(468)	(144)	(874)
Bénéfice net ajusté¹	19 516	4 814	13 773	11 934

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

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

Exclusion faite des pertes (des profits) sur instruments financiers et de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte, un bénéfice net de 19,5 M\$ et de 13,8 M\$ aurait été inscrit respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, comparativement à un bénéfice net de 4,8 M\$ et de 11,9 M\$ en 2017. L'augmentation du bénéfice net ajusté est attribuable principalement à l'augmentation du BAIIA ajusté, à la variation positive de la quote-part du profit des coentreprises et des entreprises associées et à une variation positive de l'impôt sur le résultat, partiellement contrebalancées par la hausse des charges financières et des amortissements ainsi qu'à la variation négative du montant net des autres charges (produits).

Participations ne donnant pas le contrôle

Attribution d'une perte de 1,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, comparativement à l'attribution d'une perte de 1,5 M\$ pour la période correspondante de 2017

Attribution d'une perte de 5,8 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, comparativement à l'attribution d'une perte de 6,7 M\$ pour la période correspondante de 2017

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

La diminution des pertes attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois en comparaison de l'an dernier découle surtout des produits générés par HS Orka.

La diminution des pertes attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de neuf mois en comparaison de l'an dernier découle principalement des produits générés par HS Orka.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 163,2 M\$, comparativement à des flux de trésorerie de 109,8 M\$ pour la même période l'an dernier. Au cours de la période de neuf mois, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 318,6 M\$ et a utilisé 462,4 M\$ de fonds liés aux activités d'investissement, principalement aux fins du paiement de l'acquisition d'Alterra et du projet d'énergie solaire Phoebe. Au 30 septembre 2018, la Société détenait 81,1 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 53,4 M\$, à 163,2 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

La hausse est principalement attribuable à la hausse de 51,4 M\$ du BAIIA ajusté, à la hausse de 19,6 M\$ des distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées et à la hausse de 12,0 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation de 20,0 M\$ des intérêts versés sur la dette à long terme.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

En hausse de 199,6 M\$, à 318,6 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

La hausse est attribuable à une augmentation nette de la dette à long terme de 255,3 M\$ en 2018, comparativement à une augmentation de 161,2 M\$ de la dette à long terme en 2017, et à l'augmentation de 143,1 M\$ du produit net tiré de l'émission de débentures convertibles, ce qui a été partiellement contrebalancé par une diminution de 16,8 M\$ des investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, un paiement de 9,5 M\$ au titre du rachat d'actions ordinaires, une augmentation de 7,0 M\$ du versement de dividendes sur les actions ordinaires et une augmentation de 4,6 M\$ des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

L'augmentation de 255,3 M\$ de la dette à long terme résulte principalement de l'emprunt à terme non garanti subordonné de 150 M\$ d'une durée de cinq ans contracté en février pour financer la partie en espèces de l'acquisition d'Alterra. L'augmentation s'explique également par le prélèvement d'une somme de 184,9 M\$ (142,8 M\$ US) en vue du remboursement du crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal et de l'emprunt pour la construction destinés à l'acquisition et à la construction du projet d'énergie solaire Phoebe et par le prélèvement d'une somme de 129,0 M\$ (100 M\$ US) sur les facilités de crédit rotatif en vue de la conclusion le 3 juillet 2018 de l'investissement dans Energía Llaima, et de l'acquisition du projet hydroélectrique Duquenco, le 5 juillet 2018. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par les remboursements prévus de la dette et le remboursement de prêts consacrés aux taxes à la consommation recouvrables auprès du gouvernement pour les parcs éoliens Theil-Rabier, Plan Fleury et Les Renardières.

Utilisation du produit de financement	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Variation
	2018	2017	
Produit de l'émission de dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	768 196	516 072	
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	(495 759)	(354 071)	
Paieement des frais de financement différés	(17 096)	(845)	
Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme	255 341	161 156	94 185
Produit net de l'émission de débentures convertibles	143 090	—	
Paieement au titre du rachat d'actions ordinaires	(9 487)	—	
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	16 842	
Génération du produit du financement	388 944	177 998	210 946
Acquisitions d'entreprises	(251 506)	(153 673)	
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	(131 540)	—	
Diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	21 031	29 081	
Fonds nets (investis dans) prélevés des comptes de réserve	(2 117)	127	
Ajouts aux immobilisations corporelles	(99 450)	(93 727)	
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(1 507)	—	
Rachat des participations minoritaires	(1 700)	—	
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(3 449)	—	
Réduction des autres actifs non courants	362	22	
Utilisation du produit du financement, montant net	(469 876)	(218 170)	(251 706)
Réduction du fonds de roulement	(80 932)	(40 172)	(40 760)

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, la Société a emprunté un montant net de 255,3 M\$ et a émis des débentures convertibles d'un montant net de 143,1 M\$, ces éléments ayant été partiellement contrebalancés par un paieement de 9,5 M\$ au titre du rachat d'actions ordinaires. Le montant net emprunté et le produit net de l'émission de débentures convertibles ont servi à l'acquisition d'Alterra ainsi qu'à l'acquisition et à la construction du projet d'énergie solaire Phoebe, et serviront à l'investissement dans Energía Llaima et à l'acquisition de Duquenco au Chili. La Société a utilisé des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions de 21,0 M\$ aux fins surtout du paieement des frais de construction restants se rapportant aux installations Upper Lillooet River, Boulder Creek et Mesgi'g Ugju's'n.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Décaissements en hausse de 249,6 M\$, à 462,4 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 251,5 M\$ (décaissement de 153,7 M\$ en 2017) pour l'acquisition d'Alterra et de Phoebe, les participations dans des coentreprises et des entreprises associées ont représenté un décaissement de 131,5 M\$ (néant en 2017), les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 99,5 M\$ (décaissement de 93,7 M\$ en 2017); et les fluctuations des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ont représenté un encaissement de 21,0 M\$ (encaissement de 29,1 M\$ en 2017).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

En hausse de 19,2 M\$, à 81,1 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 19,2 M\$ (augmentation de 14,9 M\$ pour la période correspondante de 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 les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	132 759	108 567	129 329	108 447
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires ¹	715	854	720	821
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	133 474	109 421	130 049	109 268

1. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, 2 579 684 des 2 782 599 options sur actions (2 656 851 des 2 782 599 options sur actions pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017 et 2 579 684 des 2 782 599 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017) avaient un effet dilutif. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, aucune des 14 166 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 6 666 667 actions n'avait un effet dilutif pour les mêmes périodes de 2017).

Titres de participation de la Société

	Aux		
	13 novembre 2018	30 septembre 2018	30 septembre 2017
Nombre d'actions ordinaires	132 986 850	132 799 509	108 640 790
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	150 000	150 000	—
Nombre de débetures 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	2 782 599

En date de l'ouverture des marchés le 13 novembre 2018 et depuis le 30 septembre 2018, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable à l'émission de 187 341 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 30 septembre 2018, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 septembre 2017 était principalement attribuable à l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions en vertu de l'acquisition d'Alterra ainsi qu'à l'émission de 584 788 actions en vertu du RRD, 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 (l'« offre de rachat »).

Dividendes

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

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	22 576	17 926	67 607	53 701
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,170	0,165	0,510	0,495
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	767	767	2 300	2 300
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,2255	0,2255	0,6765	0,6765
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719	2 157	2 157
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375	1,078125	1,078125

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

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 janvier 2019 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par Action privilégiée de série A (\$)	Dividende par Action privilégiée de série C (\$)
13/11/2018	31/12/2018	15/01/2019	0,170	0,2255	0,359375

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

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

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

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

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

SITUATION FINANCIÈRE

Au 30 septembre 2018, l'actif total de la Société s'établissait à 5 640 M\$, le passif total à 4 666 M\$, y compris la dette à long terme de 3 728 M\$, et les capitaux propres à 975 M\$. Également, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 0,80:1,00 (0,90:1,00 au 31 décembre 2017). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 81,1 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 40,9 M\$ et des comptes de réserve de 52,0 M\$. Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 sont expliqués ci-après.

Actif

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

- Une augmentation des immobilisations corporelles de 562,5 M\$, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra et du projet d'énergie solaire Phoebe en 2018, partiellement contrebalancées par l'amortissement pour la période;
- Une augmentation des participations dans des coentreprises et des entreprises associées de 574,9 M\$, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en février 2018, qui a inclus huit projets des coentreprises et entreprises associées, et de l'investissement dans Energía Llama au Chili en juillet 2018;
- Une augmentation des immobilisations incorporelles de 178,0 M\$, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en 2018, contrebalancée en partie par l'amortissement;
- Une augmentation du goodwill de 59,7 M\$, en raison de l'acquisition d'Alterra.

Éléments du fonds de roulement

Au 30 septembre 2018, le fonds de roulement était négatif de 58,2 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,80:1,00 (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 variation du ratio du fonds de roulement est attribuable à la diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, à la hausse des créditeurs et à l'augmentation de la tranche à court terme de la dette à long terme, contrebalancées par l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et par la diminution de la composante passif des instruments financiers dérivés.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Au 30 septembre 2018, sur les 700,0 M\$ à sa disposition, la Société avait prélevé 240,6 M\$ et 113,9 M\$ US à titre d'avances de fonds, et 156,9 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 155,1 M\$.

La *trésorerie et les équivalents de trésorerie* s'élevaient à 81,1 M\$ au 30 septembre 2018, comparativement à 61,9 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation découle principalement de la trésorerie générée par suite de l'acquisition d'Alterra et de l'exploitation d'un plus grand nombre de centrales.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 40,9 M\$ au 30 septembre 2018, comparativement à 58,7 M\$ au 31 décembre 2017. La diminution découle principalement des sommes utilisées aux fins du paiement des frais restants relatifs à la construction des installations Upper Lillooet River, Boulder Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, ce qui a été contrebalancé en partie par des liquidités soumises à restriction accumulées aux fins du paiement des frais restants relatifs à la construction des installations Rougemont 1-2, Vaite, Plan Fleury et Les Renardières et des liquidités soumises à restrictions liées à une subvention que HS Orka administre et à laquelle elle participe, qui a été reçue et qui doit être distribuée aux partenaires.

Les *débiteurs* ont diminué, passant de 87,5 M\$ au 31 décembre 2017 à 85,4 M\$ au 30 septembre 2018, en raison principalement du remboursement des taxes à la consommation pour les installations Plan Fleury, Les Renardières et Theil-Rabier et d'une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une hausse des revenus générés par l'installation Upper Lillooet River.

Les *fournisseurs et autres créditeurs* ont augmenté, passant de 91,0 M\$ au 31 décembre 2017 à 119,8 M\$ au 30 septembre 2018, en raison principalement des créditeurs acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, partiellement contrebalancés par le paiement des coûts de construction liés aux installations Mesgi'g Ugnu's'n, Upper Lillooet River, Boulder Creek, Rougemont 1-2 et Vaite.

La *composante passif des instruments financiers dérivés* a diminué, passant de 22,7 M\$ au 31 décembre 2017 à 14,8 M\$ au 30 septembre 2018, en raison principalement d'une variation favorable de la tranche à court terme des swaps de taux de change entre le dollar canadien et l'euro et d'une variation positive des swaps de taux d'intérêt découlant d'un amortissement, facteurs partiellement contrebalancés par l'acquisition d'Alterra.

La *tranche à court terme de la dette à long terme* s'établissait à 121,6 M\$ au 30 septembre 2018, comparativement à 109,9 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation découle principalement de la somme prélevée sur le crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal pour le projet Phoebe, ce qui a été atténué par le remboursement des prêts consacrés aux taxes à la consommation recouvrables auprès du gouvernement pour les parcs éoliens Theil-Rabier, Plan Fleury et Les Renardières.

Comptes de réserve

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

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

Immobilisations corporelles

Les *immobilisations corporelles* sont principalement des installations hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales géothermiques et des parcs solaires qui sont en exploitation ou en construction. Au 30 septembre 2018, la Société possédait des immobilisations corporelles de 3 751 M\$, comparativement à 3 188 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation découle principalement de l'acquisition d'Alterra et de l'acquisition du projet d'énergie solaire Phoebe en 2018, 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 832,1 M\$ au 30 septembre 2018, comparativement à 654,1 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra en 2018, partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Frais de développement de projets

Les *frais de développement de projets* font référence aux coûts engagés pour faire l'acquisition de projets potentiels et développer des centrales hydroélectriques et géothermiques et des parcs éoliens et solaires. Au 30 septembre 2018, les frais de développement de projets de la Société se chiffraient à 24,3 M\$, comparativement à néant au 31 décembre 2017. L'augmentation est attribuable à l'acquisition d'Alterra en 2018.

Participations dans des coentreprises et des entreprises associées

Les *participations dans des coentreprises et des entreprises associées* sont initialement comptabilisées au coût, puis sont ajustées pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net et les autres éléments du résultat global des coentreprises et des entreprises associées. Au 30 septembre 2018, la Société avait des participations de 585,9 M\$ dans des coentreprises et des entreprises associées, comparativement à 11,0 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra en février 2018, qui incluait huit projets des coentreprises et entreprises associées, ainsi qu'à l'investissement dans Energía Llama au Chili en juillet 2018.

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 98,3 M\$ au 30 septembre 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 1 237 M\$ au 30 septembre 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 561,0 M\$ au 30 septembre 2018.

Dans l'ensemble, les dérivés avaient une valeur négative nette de 80,7 M\$ au 30 septembre 2018 (valeur négative nette de 62,3 M\$ au 31 décembre 2017). Cette variation des dérivés est principalement attribuable aux dérivés acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. Les nouvelles augmentations du passif dérivé s'expliquent principalement par une variation défavorable des swaps de taux de change entre le dollar canadien et l'euro. Les variations défavorables ont été partiellement contrebalancées par une variation positive des swaps de taux d'intérêt.

Dette à long terme

Au 30 septembre 2018, la dette à long terme s'établissait à 3 728 M\$ (3 157 M\$ au 31 décembre 2017). Cette augmentation de 570,8 M\$ découle principalement de l'emprunt à terme non garanti subordonné de 150 M\$ d'une durée de cinq ans contracté en février pour financer la partie en espèces de l'acquisition d'Alterra, du prélèvement d'une somme de 132 M\$ (100 M\$ US) sur les facilités de crédit rotatif pour l'investissement dans Energía Llaima et l'acquisition de Duquenco au Chili, de l'ajout d'une dette à long terme d'Alterra et du prêt de construction pour le projet Phoebe, facteurs partiellement contrebalancés par les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.

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

Au 30 septembre 2018, 92 % de l'encours de la dette de la Société, y compris les débetures 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 la plupart des conditions matérielles financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté ou CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Les ratios financiers stipulés dans les conventions de crédit de Kwoiek Creek et de Yonne n'ont pas été respectés à cause de la baisse de la production. Toutefois, il n'y a pas eu de conséquences négatives pour la Société étant donné qu'elle a pris les devants en s'entretenant de la situation avec les prêteurs.

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 débeture d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. Au 30 septembre 2018, les autres passifs s'établissaient à 129,6 M\$ (80,0 M\$ en 2017). L'augmentation est principalement attribuable à l'ajout d'Alterra, qui comprend une obligation au titre des prestations de retraite de 26,9 M\$ pour HS Orka et un montant de 17,3 M\$ lié à des contrats inférieurs aux prix du marché. L'augmentation est également imputable à un montant de 3,4 M\$ lié aux intérêts à payer sur la débeture d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.

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

Débetures convertibles

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

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

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

Capitaux propres

Au 30 septembre 2018, les capitaux propres de la Société totalisaient 974,5 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 315,0 M\$, comparativement à 453,3 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 14,9 M\$, au 31 décembre 2017. L'augmentation de 521,3 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 300,1 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'un bénéfice net de 11,6 M\$, partiellement contrebalancées par des dividendes de 72,1 M\$ déclarés sur les actions privilégiées et ordinaires, la comptabilisation d'autres éléments du résultat global de 35,0 M\$ et un paiement de 9,5 M\$ au titre du rachat d'actions ordinaires.

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

Éventualités

En février 2016, HS Orka a fait parvenir une lettre d'avocat à HS Veitur hf pour lui demander le paiement de la totalité d'une créance à long terme liée au passif partagé au titre des prestations de retraite. Une réclamation de 9,5 M\$ a été déposée 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 quant à la quote-part de HS Veitur en 2011, et HS Orka estime que sa demande est entièrement justifiée sur la base de cette entente. Les négociations n'ont pas permis de régler l'affaire. Les procédures judiciaires se sont déroulées en mars 2018. Le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur de HS Orka. HS Veitur a interjeté appel devant la Cour d'appel, qui est un tribunal de deuxième instance. La Cour n'a pas encore fixé une date pour le procès de cette affaire.

Arrangements hors bilan

Au 30 septembre 2018, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 267,8 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 171,9 M\$ ont été émis en vertu de ses facilités de crédit rotatif (garantis par Exportation et développement Canada jusqu'à concurrence de 15 M\$ US). Les lettres de crédit ont été émises en guise de garantie de paiement pour le projet d'énergie solaire Phoebe. Elles auraient pu également être émises sur une base temporaire pendant la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, récemment achevée ou pour des projets en exploitation. Finalement, les lettres auraient pu être émises en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 68,5 M\$ en vue principalement de garantir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France. Les garanties de société ont également servi à soutenir la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, les activités d'après-mise en service de l'installation de Mesgi'g Ugju's'n, le projet en développement de Foard City et le projet potentiel de Boswell Spring.

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

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution ¹	Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	
	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	245 849	80 801
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(35 736)	71 215
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(8 847)	(2 414)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(85 152)	(48 219)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(22 722)	(9 888)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	10 866	3 336
Profit réalisé sur instruments financiers dérivés	(828)	—
Flux de trésorerie disponibles	97 488	88 889
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	85 527	71 010
Ratio de distribution	88 %	80 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces ³	75 598	65 875
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	78 %	74 %

1. Les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

2. La portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.

3. Il s'agit des dividendes déclarés sur les actions ordinaires en circulation qui n'étaient pas enregistrées en vertu du RRD au moment de la déclaration; les dividendes déclarés sur les actions ordinaires enregistrées en vertu du RRD ont été payés sous forme d'actions ordinaires.

Flux de trésorerie disponibles

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

Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2018, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 97,5 M\$, comparativement à 88,9 M\$ pour la période correspondante l'an dernier. L'augmentation des flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et aux coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées, partiellement contrebalancée par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette, la hausse des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle et l'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession.

Ratio de distribution

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

Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2018, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 88 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 80 % pour la même période l'an dernier. Cette variation est en grande partie attribuable à un remboursement prévu de la dette plus élevé et, à des 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, ce qui a été en partie contrebalancé par l'acquisition d'Alterra et la mise en service récente des installations Mesgi'g Uqju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek qui ont généré des flux de trésorerie disponibles accrus.

Le ratio de distribution tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses Projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement internes potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction. Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2018, la Société a engagé des charges liées aux projets potentiels de 17,1 M\$, comparativement à 11,0 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 56 % est surtout attribuable aux activités menées pour soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, à l'exploration des débouchés offerts sur les nouveaux marchés internationaux, tels que les États-Unis, la France, l'Islande et le Chili, aux appels d'offres et aux déclarations d'intérêt futurs dans les provinces canadiennes ainsi qu'à la progression de plusieurs projets potentiels. Sans tenir compte de ces charges discrétionnaires, le ratio de distribution de la Société aurait été inférieur d'environ 13 % pour la période de douze mois close le 30 septembre 2018 et d'environ 9 % pour la période correspondante précédente.

De plus, la Société ne prévoit pas devoir recourir à des capitaux propres supplémentaires pour achever ses projets Brúarvirkjun et Phoebe qui sont en construction, compte tenu des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation prévus, du financement lié à ce projet qui a été obtenu et des capitaux propres supplémentaires provenant du RRD. En ce qui a trait à l'acquisition de la participation restante dans les cinq parcs éoliens Cartier et les entités d'exploitation, la Société prévoit céder certains actifs ou des parties des actifs existants pour rembourser la facilité de crédit à terme d'un an de 228 M\$ contractée pour payer une partie de la transaction. De plus, Innergex prévoit rembourser sa facilité de crédit à terme sans recours d'un an de 400 M\$ à l'aide du produit tiré du financement de projets au moyen d'emprunts à long terme sans recours établis en fonction de la durée de vie utile des actifs.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 septembre 2018, et exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les actifs d'exploitation suivants soit : 29 centrales hydroélectriques, 6 parcs éoliens et 1 parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France, 1 centrale hydroélectrique aux États-Unis et 2 centrales géothermiques en Islande. La Société est active dans quatre secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	2017	2018	2017
Produits				
Canada	101 003	94 788	275 978	259 142
France	12 915	11 771	60 994	30 097
Islande	25 297	—	67 292	—
États-Unis	1 553	1 675	3 926	3 051
	140 768	108 234	408 190	292 290

	Aux	
	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 096 395	2 977 859
France	934 039	973 740
Islande ²	825 025	—
États-Unis ³	368 223	7 052
Chili	141 376	—
	5 365 058	3 958 651

1. Comprend les participations dans les coentreprises et entreprises associées.

2. Comprend le projet hydroélectrique Brúarvirkjun qui est en construction.

3. Comprend le projet solaire Phoébe qui est en construction et le projet éolien Foard City qui est en développement.

Canada

Produits en hausse de 7 %, à 101,0 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Produits en hausse de 6 %, à 276,0 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

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

Pour la période close le 30 septembre 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 10 %, à 12,9 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Produits en hausse de 103 %, à 61,0 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

La hausse des produits pour les périodes de trois mois et de neuf mois est attribuable principalement à la mise en service récente des parcs éoliens en France acquis en 2017. L'augmentation pour la période de neuf mois est également attribuable à l'accroissement de la production des parcs éoliens.

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

Islande

Produits de 25,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Produits de 67,3 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

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

États-Unis

Produits en baisse de 7 %, à 1,6 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Produits en hausse de 29 %, à 3,9 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

La baisse des produits pour la période de trois mois s'explique principalement par la baisse de la production de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend. La hausse des produits pour la période de neuf mois s'explique surtout par la hausse de la production globale de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend.

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

Chili

La participation de la Société dans Energía Llaima au Chili est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence et, par conséquent ses produits ne sont pas consolidés. Pour plus d'information, veuillez vous reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».

Pour la période close le 30 septembre 2018, l'augmentation des actifs non courants est imputable à la participation dans Energía Llaima et à l'acquisition du projet hydroélectrique Duquenco, lesquelles ont été réalisées le 3 juillet 2018 et le 5 juillet 2018, respectivement.

Secteurs opérationnels

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

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

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

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

	SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
	Hydroélectrique	Éolien	Géothermique	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Trois mois clos le 30 septembre 2018						
Production (MWh)	879 837	335 005	328 080	13 969	—	1 556 891
Produits	74 699	34 905	25 297	5 867	—	140 768
Charges :						
Exploitation	13 225	8 762	14 409	238	—	36 634
Frais généraux et administratifs	2 960	2 541	2 644	35	—	8 180
Projets potentiels	—	—	—	—	4 320	4 320
BAIIA ajusté¹	58 514	23 602	8 244	5 594	(4 320)	91 634
Trois mois clos le 30 septembre 2017						
Production (MWh)	931 281	289 720	—	14 342	7 756	1 243 099
Produits	72 055	29 177	—	6 023	979	108 234
Charges :						
Exploitation	11 029	6 495	—	176	392	18 092
Frais généraux et administratifs	2 613	1 961	—	33	82	4 689
Projets potentiels	—	—	—	—	3 650	3 650
BAIIA ajusté¹	58 413	20 721	—	5 814	(3 145)	81 803

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

	SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
	Hydroélectrique	Éolien	Géothermique	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Neuf mois clos le 30 septembre 2018						
Production (MWh)	2 295 079	1 341 769	845 297	34 414	—	4 516 559
Produits	185 375	141 069	67 292	14 454	—	408 190
Charges :						
Exploitation	37 183	23 694	38 633	546	—	100 056
Frais généraux et administratifs	8 916	7 839	7 872	110	—	24 737
Projets potentiels	—	—	—	—	13 293	13 293
BAIIA ajusté¹	139 276	109 536	20 787	13 798	(13 293)	270 104
Neuf mois clos le 30 septembre 2017						
Production (MWh)	2 266 522	975 821	—	34 501	11 307	3 288 151
Produits	180 589	95 846	—	14 490	1 365	292 290
Charges :						
Exploitation	32 510	17 788	—	520	578	51 396
Frais généraux et administratifs	8 123	5 321	—	121	459	14 024
Projets potentiels	—	—	—	—	8 206	8 206
BAIIA ajusté¹	139 956	72 737	—	13 849	(7 878)	218 664

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

	SITUATION FINANCIÈRE					
	Hydroélectrique	Éolien	Géothermique	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Au 30 septembre 2018						
Goodwill	15 180	40 028	42 762	303	5	98 278
Total de l'actif	2 702 666	1 732 702	821 280	130 703	252 996	5 640 347
Total du passif	2 321 031	1 541 377	396 908	131 112	275 376	4 665 804
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	3 030	321	10 276	132	72 033	85 792
Au 31 décembre 2017 (montants retraités¹)						
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	—	102 765	25 803	3 737 194
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 4 %, à 74,7 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Produits en hausse de 3 %, à 185,4 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, ce secteur a produit 88 % 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 des débits d'eau inférieurs à la moyenne observés dans toutes les régions.

La légère augmentation des produits par rapport à l'exercice précédent est attribuable principalement à la hausse de la production de la centrale Upper Lillooet River et à un meilleur prix de vente pour la production de Miller Creek, lequel est établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, partiellement contrebalancés par une diminution de la production des centrales du Québec. L'augmentation des charges au cours de la période s'explique principalement par les difficultés liées aux activités d'après-mise en service de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River, lesquelles à présent ont été, pour la plupart, résolues.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, ce secteur a produit 94 % de la PMLT, comparativement à 94 % de la PMLT pour la même période l'an dernier. La production a été inférieure à la PMLT à cause principalement de débits d'eau inférieurs à la moyenne observés en Colombie-Britannique, au Québec et en Ontario et de difficultés liées aux activités d'après-mise en service de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River, lesquelles à présent ont été, pour la plupart, résolues.

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

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

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2017, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en février 2018 et de l'acquisition d'une participation de 50 % dans Energía Llaima en juillet 2018, partiellement contrebalancé par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production éolienne

Produits en hausse de 20 %, à 34,9 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Produits en hausse de 47 %, à 141,1 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, ce secteur a produit 91 % de la PMLT, comparativement à 88 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. L'augmentation du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable aux régimes éoliens légèrement supérieurs à la moyenne au Québec, partiellement contrebalancés par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France.

Les produits ont augmenté en raison principalement de la hausse de la production de l'installation de Mesgi'g Ujju's'n et de l'apport des parcs éoliens acquis en France au cours du troisième trimestre de 2017.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, ce secteur a produit 95 % de la PMLT, comparativement à 84 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. L'augmentation du pourcentage de la PMLT est attribuable à des régimes éoliens améliorés au Québec et en France en comparaison de l'an dernier et à la contrepartie pour la compensation des revenus reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par les interruptions provoquées pour des raisons d'entretien en France et par les travaux en cours destinés à améliorer la performance de Mesgi'g Ujju's'n.

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 du parc éolien Mesgi'g Ujju's'n et de tous les parcs éoliens en France et au Québec.

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

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

Secteur de la production géothermique

Produits de 25,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Produits de 67,3 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, ce segment a produit 103 % et 101 % 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 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 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 3 %, à 5,9 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Produits similaires, à 14,5 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, ce secteur qui comprend un parc solaire en Ontario a produit 113 % de la PMLT, comparativement à 115 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. La production était supérieure à la PMLT en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne.

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

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, ce secteur a produit 109 % de la PMLT, comparativement à 108 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. Le fait que les produits soient similaires s'explique par le fait que le niveau de production a été similaire à celui de l'an dernier.

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

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

Secteur de l'aménagement des emplacements

Charges de 4,3 M\$, en hausse de 5 %, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018

Charges de 13,3 M\$, en hausse de 44 %, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

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

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 découle principalement de l'acquisition du projet d'énergie solaire Phoebe, des projets en développement acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra ainsi que des projets en développement découlant de l'investissement dans Energía Llaima.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2017 est attribuable principalement à la dette levée pour acquérir le projet d'énergie solaire Phoebe, les projets en développement découlant de l'acquisition d'Alterra et les projets en développement découlant de l'investissement dans Energía Llaima.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

<i>montants retraités²</i> <i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Périodes de trois mois closes le			
	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017
Production (MWh)	1 556 891	1 823 321	1 136 345	1 106 060
Produits	140,8	149,5	117,9	108,0
BAIIA ajusté ¹	91,6	99,1	79,3	80,1
(Perte nette réalisée et latente) profit net réalisé et latent sur instruments financiers	(3,0)	12,8	(11,3)	(1,4)
Bénéfice net (perte nette)	9,4	16,8	(14,6)	3,4
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	10,7	13,3	(6,6)	7,0
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,07	0,09	(0,07)	0,05
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	22,6	22,5	22,5	17,9
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,170	0,170	0,170	0,165

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

2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ». Seuls les montants de 2017 ont été retraités.

<i>montants retraités</i> ² (en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016
Production (MWh)	1 243 099	1 322 781	722 273	848 967
Produits	108,2	109,5	74,5	73,3
BAlIA ajusté ¹	81,8	85,9	50,9	50,3
(Perte nette réalisée et latente) profit net réalisé et latent sur instruments financiers	(1,0)	(0,5)	5,1	2,2
Bénéfice net (perte nette)	4,2	13,9	(2,5)	8,8
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	5,7	14,4	2,3	9,8
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,04	0,12	0,01	0,08
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,9	17,9	17,9	17,3
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,165	0,165	0,165	0,160

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

2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ». Seuls les montants de 2017 ont été retraités.

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

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

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

Production d'électricité

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre					
	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	343 867	385 486	89 %	—	—	—
Shannon	121 591	140 007	87 %	—	—	—
Flat Top	155 418	179 936	86 %	—	—	—
Dokie	54 835	67 571	81 %	—	—	—
Jimmie Creek	101 853	106 635	96 %	—	—	—
Umbata Falls	19 103	21 314	90 %	14 164	21 314	66 %
Viger-Denonville	15 884	16 350	97 %	14 175	16 350	87 %
Spartan	5 122	4 928	104 %	—	—	—
Kokomo	2 789	3 242	86 %	—	—	—
Peuchén ²	53 566	53 479	100 %	—	—	—
Mampil ²	41 591	47 596	87 %	—	—	—
Guyacán ³	11 488	13 828	83 %	—	—	—
Pampa Elvira ³	11 985	12 920	93 %	—	—	—

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

2. Pour la période du 5 juillet 2018 au 30 septembre 2018.

3. Pour la période du 3 juillet 2018 au 30 septembre 2018.

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	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	595 098	625 899	95 %	—	—	—
Shannon ²	452 384	461 246	98 %	—	—	—
Flat Top ³	403 037	436 660	92 %	—	—	—
Dokie ²	166 279	174 700	95 %	—	—	—
Jimmie Creek ²	159 579	152 463	105 %	—	—	—
Umbata Falls	75 902	76 064	100 %	91 282	76 064	120 %
Viger-Denonville	55 846	52 100	107 %	49 179	52 100	94 %
Spartan ²	12 062	12 198	99 %	—	—	—
Kokomo ²	6 450	8 157	79 %	—	—	—
Peuchén ⁴	53 566	53 479	100 %	—	—	—
Mampil ⁴	41 591	47 596	87 %	—	—	—
Guyacán ⁵	11 488	13 828	83 %	—	—	—
Pampa Elvira ⁵	11 985	12 920	93 %	—	—	—

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

2. Pour la période du 6 février 2018 au 30 septembre 2018.

3. Pour la période du 23 mars 2018 au 30 septembre 2018.

4. Pour la période du 5 juillet 2018 au 30 septembre 2018.

5. Pour la période du 3 juillet 2018 au 30 septembre 2018.

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

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises d'Innergex ¹ :				
Toba Montrose (40 %)²	13 004	—	18 883	—
Shannon (50 %)² ⁵	492	—	1 820	—
Flat Top (51 %)³ ⁵	909	—	1 813	—
Dokie (25,5 %)²	1 062	—	3 305	—
Jimmie Creek (50,99 %)²	5 738	—	7 395	—
Umbata Falls (49 %)	609	480	2 630	3 477
Viger-Denonville (50 %)	946	848	3 446	2 998
Spartan (100 %)² ⁵	593	—	1 338	—
Kokomo (90 %)² ⁵	211	—	483	—
Energía Llaima (50 %)⁴	2 434	—	2 434	—
	25 998	1 328	43 547	6 475

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

2. Pour la période du 6 février 2018 au 30 septembre 2018.

3. Pour la période du 23 mars 2018 au 30 septembre 2018.

4. Energía Llaima comprend les installations Guyacán et Pampa Elvira pour la période du 3 juillet 2018 au 30 septembre 2018 et les installations Mampil et Peuchén pour la période du 5 juillet 2018 au 30 septembre 2018.

5. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon, Flat Top, Spartan et Kokomo; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.

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 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.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	37 840	58 157
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 329	10 950
BAlIA ajusté ¹	32 511	47 207
Charges financières	7 037	18 266
Autres produits, montant net	(151)	(338)
Amortissements	4 227	11 275
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	196	(365)
Bénéfice net	21 202	18 369
Autres éléments du résultat global	3 838	1 522
Total du résultat global	25 040	19 891
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	7 000	7 000

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 septembre 2018, la production s'est établie à 89 % et à 95 % de la PMLT, respectivement, en raison surtout de débits d'eau inférieurs à la moyenne.

Toba Montrose a généré un bénéfice net de 21,2 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et de 18,4 M\$ pour la période du 6 février 2018 au 30 septembre 2018 par suite d'une augmentation des débits d'eau au cours de la période estivale (52 % de la production annuelle est réalisée de juillet à septembre), ce qui a été atténué par une diminution des débits d'eau saisonniers au cours du premier semestre de l'année (36 % de la production annuelle est réalisée de janvier à juin).

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

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	31 617
Actifs non courants	671 351
	702 968
Passifs courants	14 656
Passifs non courants	475 440
Capitaux propres des associés	212 872
	702 968

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 27,6 M\$ au 30 septembre 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 des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	3 112	9 667
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 129	6 028
BAIIA ajusté ¹	983	3 639
Charges financières	167	434
Autres charges (produits), montant net	25	(759)
Amortissements	2 500	6 452
Perte nette latente sur instruments financiers	1 780	2 158
Perte nette	(3 489)	(4 646)
Autres éléments du résultat global	5 384	14 390
Total du résultat global	1 895	9 744
Perte nette attribuable aux :		
Investisseurs participant au partage fiscal	(3 765)	(8 692)
Commanditaires :		
Innergex	138	2 023
Autre commanditaire	138	2 023
	(3 489)	(4 646)
Total du résultat global attribuable aux :		
Investisseurs participant au partage fiscal	(2 827)	(8 418)
Commanditaires :		
Innergex	2 361	9 081
Autre commanditaire	2 361	9 081
	1 895	9 744
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	583	2 128

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 septembre 2018, la production s'est établie à 87 % et à 98 % de la PMLT, respectivement, en raison surtout de régimes éoliens inférieurs à la moyenne au cours du trimestre considéré.

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 85 % de sa production et la couverture énergétique avait une valeur positive nette de 45,5 M\$ au 30 septembre 2018.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	6 377
Actifs non courants	369 427
	375 804
Passifs courants	13 593
Passifs non courants	10 595
Participation au partage fiscal	218 919
Participation des commanditaires	132 697
	375 804

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 septembre 2018, le parc éolien a généré des CIP d'environ 3,8 M\$ et d'environ 13,8 M\$, respectivement.

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

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

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

Les investisseurs participant au partage fiscal dans les projets aux États-Unis exigent généralement des garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé des garanties sur le financement de ces investissements pour indemniser les investisseurs en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives ou de tout autre événement. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des 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 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 des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018 ¹
Produits	4 658	10 057
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 875	6 503
BAlIA ajusté ²	1 783	3 554
Charges financières	170	218
Autres charges, montant net	95	89
Amortissements	3 485	7 021
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	(235)	3 824
Perte nette	(1 732)	(7 598)
Autres éléments du résultat global	(6 754)	11 853
Total du résultat global	(8 486)	4 255
Perte nette attribuable aux :		
Investisseurs participant au partage fiscal	(220)	(1 865)
Commanditaires :		
Innergex	(771)	(2 924)
Autre commanditaire	(741)	(2 809)
	(1 732)	(7 598)
Total du résultat global attribuable aux :		
Investisseurs participant au partage fiscal	12 563	14 696
Commanditaires :		
Innergex	(10 735)	(6 251)
Autre commanditaire	(10 314)	(4 190)
	(8 486)	4 255
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	1 191	1 749

1. Flat Top a été mis en service commercial le 23 mars 2018.

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et la période du 23 mars 2018 au 30 septembre 2018, la production s'est établie à 86 % et à 92 % de la PMLT, respectivement, en raison surtout de régimes éoliens inférieurs à la moyenne au cours du trimestre considéré et des activités d'après-mise en service.

Le 24 mai 2017, Flat Top a conclu un contrat à long terme de couverture énergétique couvrant la période allant du 1er août 2017 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 17,5 M\$ au 30 septembre 2018.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	11 727
Actifs non courants	466 250
	477 977
Passifs courants	19 095
Passifs non courants	11 933
Participation au partage fiscal	289 294
Participation des commanditaires	157 655
	477 977

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et la période du 23 mars 2018 au 30 septembre 2018, le parc éolien a généré des CIP d'environ 4,9 M\$ et d'environ 12,6 M\$, respectivement.

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 des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	6 233	18 348
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 067	5 388
BAlIA ajusté ¹	4 166	12 960
Charges financières	2 675	7 276
Autres charges, montant net	277	202
Amortissements	3 143	8 025
Perte nette et résultat global	(1 929)	(2 543)
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	510	510

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 septembre 2018, la production s'est établie à 81 % et à 95 % de la PMLT, respectivement, en raison surtout de régimes éoliens inférieurs à la moyenne.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	7 160
Actifs non courants	230 384
	237 544
Passifs courants	8 059
Passifs non courants	138 490
Capitaux propres des associés	90 995
	237 544

Jimmie Creek

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	12 297	16 798
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 046	2 298
BAlIA ajusté ¹	11 251	14 500
Charges financières	2 356	6 291
Autres charges, montant net	31	133
Amortissements	1 179	3 202
Bénéfice net et résultat global	7 685	4 874

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et la période du 6 février 2018 au 30 septembre 2018, la production s'est établie à 96 % et à 105 % de la PMLT, respectivement, en raison surtout de débits d'eau légèrement inférieurs à la moyenne au cours du trimestre considéré, ce qui a atténué les débits d'eau supérieurs à la moyenne observés au cours du premier semestre de l'année.

Le bénéfice net et le résultat global de Jimmy Creek s'est chiffré à 7,7 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et à 4,9 M\$ pour la période du 6 février 2018 au 30 septembre 2018 en raison de la hausse des débits d'eau au cours de la période estivale (64 % de la production annuelle est réalisée de juillet à septembre), ce qui a été atténué par la diminution des débits d'eau saisonniers au cours du premier semestre de l'année (28 % de la production annuelle est réalisée de janvier à juin).

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	13 849
Actifs non courants	232 818
	246 667
Passifs courants	1 935
Passifs non courants	165 965
Capitaux propres des associés	78 767
	246 667

Umbata Falls

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits	1 439	1 205	6 029	7 771
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	197	225	661	676
BAIIA ajusté ¹	1 242	980	5 368	7 095
Charges financières	561	597	1 696	1 805
Autres produits, montant net	(21)	(12)	(60)	(30)
Amortissements	1 003	1 004	3 009	3 013
Profit net latent sur instruments financiers	(933)	(1 080)	(1 620)	(1 859)
Bénéfice net et résultat global	632	471	2 343	4 166
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	884	1 020	1 685	1 728

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018, la production s'est établie à 90 % de la PMLT en raison de débits d'eau inférieurs à la moyenne alors qu'elle s'est établie à 100 % de la PMLT pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 en raison, dans l'ensemble, des débits d'eau moyens.

L'augmentation du BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 est attribuable principalement à une hausse des niveaux de production au cours du trimestre considéré par rapport à la même période de l'an dernier. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, la baisse est principalement attribuable aux niveaux de production plus faibles par rapport à la même période de l'an dernier et à la fin des subventions accordées aux termes du programme écoÉNERGIE en mai 2018.

L'augmentation du bénéfice net et du résultat global au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et leur diminution au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 reflètent les variations des niveaux de production et des produits par rapport aux mêmes périodes de l'an dernier.

Sommaire des états de la situation financière

	Aux	
	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	1 605	3 550
Actifs non courants	57 859	60 658
	59 464	64 208
Passifs courants	2 527	3 512
Passifs non courants	38 262	40 924
Capitaux propres des associés	18 675	19 772
	59 464	64 208

Viger-Denonville

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits	2 389	2 125	8 399	7 372
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	498	428	1 508	1 375
BAlIA ajusté ¹	1 891	1 697	6 891	5 997
Charges financières	825	858	2 485	2 599
Autres produits, montant net	(18)	(10)	(52)	(27)
Amortissements	627	730	1 881	2 189
Profit net latent sur instruments financiers	(161)	(209)	(487)	(544)
Bénéfice net	618	328	3 064	1 780
Autres éléments du résultat global	681	877	1 025	1 395
Total du résultat global	1 299	1 205	4 089	3 175
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	600	400	1 688	953

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

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, la production s'est établie à 97 % et à 107 % de la PMLT, respectivement, en raison surtout des variations du régime éolien.

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

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018, l'augmentation du bénéfice net, par rapport aux mêmes périodes de l'an dernier, est principalement attribuable à la hausse du BAlIA ajusté et à la diminution des amortissements par suite d'une prolongation de la période d'amortissement des actifs éoliens.

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

Sommaire des états de la situation financière

	Aux	
	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	2 035	3 005
Actifs non courants	51 786	53 812
	53 821	56 817
Passifs courants	3 942	4 355
Passifs non courants	46 623	49 920
Capitaux propres des associés	3 256	2 542
	53 821	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 des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	698	1 585
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	105	247
BAIIA ajusté ¹	593	1 338
Charges financières	216	546
Autres charges, montant net	—	142
Amortissements	343	910
Profit net latent sur instruments financiers	—	(1)
Bénéfice net (perte nette)	34	(259)
Autres éléments du résultat global	84	443
Total du résultat global	118	184
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :		
Investisseur participant au partage fiscal	40	(58)
Commanditaire	(6)	(201)
	34	(259)
Total du résultat global attribuable aux :		
Investisseur participant au partage fiscal	124	382
Commanditaire	(6)	(198)
	118	184

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

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	1 050
Actifs non courants	26 778
	27 828
Passifs courants	677
Passifs non courants	11 657
Participation au partage fiscal	12 532
Participation du commanditaire	2 962
	27 828

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 des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	295	683
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	61	146
BAIIA ajusté ¹	234	537
Charges financières	95	251
Autres charges, montant net	4	23
Amortissements	168	442
Perte nette	(33)	(179)
Autres éléments du résultat global	46	235
Total du résultat global	13	56
Perte nette attribuable aux :		
Investisseur participant au partage fiscal	(13)	(85)
Commanditaires	(20)	(94)
	(33)	(179)
Total du résultat global attribuable aux :		
Investisseur participant au partage fiscal	31	146
Commanditaires	(18)	(90)
	13	56

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

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	146
Actifs non courants	12 270
	12 416
Passifs courants	581
Passifs non courants	4 923
Participation au partage fiscal	4 794
Participation des commanditaires	2 118
	12 416

Energía Llaima

La Société détient une participation de 50 % dans Energía Llaima qui vend l'électricité produite par les centrales hydroélectriques Guyacán (participation de 69,47 %), Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %) et par le parc solaire thermique Pampa Elvira (participation de 55 %), situées au Chili.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de 89 jours close le 30 septembre 2018
Produits	12 677
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	7 810
BAlIA ajusté ¹	4 867
Charges financières	5 855
Autres produits, montant net	(686)
Amortissements	2 455
Recouvrement d'impôt	(726)
Perte nette et résultat global	(2 030)

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

Pour la période du 3 juillet 2018 au 30 septembre 2018, la production issue des quatre installations s'est élevée à 93 % de la PMLT, en raison essentiellement des débits d'eau inférieurs à la moyenne observés à Duquenco et à Guyacán et des travaux de réparation et d'entretien effectués à Pampa Elvira.

Pour la période du 3 juillet 2018 au 30 septembre 2018, Energía Llaima a comptabilisé une perte nette de 2,0 M\$ en raison des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs élevées.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	53 865
Actifs non courants	544 082
	597 947
Passifs courants	14 966
Passifs non courants	234 573
Capitaux propres attribuables aux propriétaires d'Energía Llaima	282 774
Participations ne donnant pas le contrôle	65 634
	597 947

Blue Lagoon

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

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

	Au 30 septembre 2018
Solde d'ouverture au 1er janvier 2018	—
Juste valeur provisoire aux termes de l'acquisition d'Alterra	141 135
Quote-part du résultat global	7 127
Distributions reçues	(7 557)
Écarts de change	(7 176)
Solde de clôture au 30 septembre 2018	133 529

Engagements des coentreprises et des entreprises associées acquises au cours de l'exercice

Au 30 septembre 2018, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements liés aux coentreprises et aux entreprises associées acquises au cours de l'exercice est la suivante :

Années	Production éolienne
2018	1 542
2019	7 073
2020	7 073
2021	7 073
2022	7 073
Par la suite	95 260
Total	125 094

FILIALES À MOINS DE 100 %

HS Orka hf (« HS Orka »)

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

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

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	25 297	67 292
BAIIA ajusté ¹	8 788	16 878
Bénéfice net ²	3 043	5 570
Autres éléments du résultat global	(38 318)	(36 530)
Total du résultat global	(35 275)	(30 960)

Bénéfice net attribuable aux :

Propriétaires de la société mère	1 640	3 003
Participations ne donnant pas le contrôle	1 403	2 567
	3 043	5 570

Total du résultat global attribuable aux :

Propriétaires de la société mère	(19 013)	(16 687)
Participations ne donnant pas le contrôle	(16 262)	(14 273)
	(35 275)	(30 960)

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

2. Les charges comprennent aussi des charges hors trésorerie telles que les amortissements totalisant 5,6 M\$ et une perte nette latente sur les instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 1,1 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018. Les charges comprennent aussi les charges hors trésorerie telles que les amortissements totalisant 14,7 M\$ et une perte nette latente sur instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 6,2 M\$ pour la période de 237 jours close le 30 septembre 2018.

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

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	35 257
Actifs non courants	825 026
	860 283
Passifs courants	31 681
Passifs non courants	199 651
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	339 005
Participations ne donnant pas le contrôle	289 946
	860 283

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 déterminé et convenu entre 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 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 arrivée 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 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 de 2018.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs à la production d'énergie de la Société, à ses projets potentiels, aux développements, à la construction et au financement fructueux (y compris le financement par des investisseurs participant au partage fiscal) des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, aux sources et conséquences du financement d'acquisitions de projets, comme les parcs éoliens Cartier [y compris la réalisation et le calendrier de la cession éventuelle d'actifs choisis, la réalisation du financement d'un projet au moyen d'un emprunt sans recours (notamment l'échéancier et la somme qui s'y rapportent)], aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de ces acquisitions, au fait que la Société mènera à bien sa stratégie de remboursement de l'emprunt contracté pour répondre à son besoin de financement à court terme dont il est question dans les présentes, aux estimations des ressources d'énergie géothermique récupérables, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futures, à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

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

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

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

Il y a aussi des risques inhérents à l'acquisition de la participation de TransCanada dans les cinq parcs éoliens Cartier, notamment des évaluations erronées de la valeur de l'entité et la capacité de la Société à obtenir un emprunt à court terme sans recours en vue de financer un projet (notamment l'échéancier et le montant qui s'y rapportent). Rien ne garantit la réalisation des avantages stratégiques, opérationnels et financiers devant découler de la transaction. En outre, la cession éventuelle d'actifs choisis est aussi assujettie à des risques et incertitudes inhérents, y compris l'issue de l'exploration d'Innergex pour trouver des acheteurs et des partenaires intéressés, sa capacité d'évaluer correctement la valeur des actifs, la réalisation et le calendrier de ces opérations ainsi que leurs modalités, le cas échéant, et, si ces opérations sont réalisées, la capacité d'Innergex de réaliser les avantages prévus de celles-ci.

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

Information prospective dans le présent rapport de gestion

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Production prévue</p> <p>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, Guyacán, Jimmie Creek, Kokomo, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques</p> <p>Épuisement naturel des ressources géothermiques</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p>Produits prévus</p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Les produits des installations de HS Orka fluctuent également en fonction du prix de l'aluminium, puisque certains des CAÉ sont liés à ce prix. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Guyacán, Jimmie Creek, Kokomo, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité</p> <p>Taux d'inflation moins élevé que prévu</p> <p>Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>
<p>BAIIA ajusté prévu</p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers, des redevances et des coûts de l'électricité (s'il y a lieu); à l'exception des charges d'entretien et des coûts de l'électricité, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Guyacán, Jimmie Creek, Kokomo, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville 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.</p>	<p>Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>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</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p> <p>Catastrophe naturelle</p> <p>Résultats du processus de demande de règlements d'assurance</p>
<p>Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres</p> <p>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.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p>
<p>Admissibilité aux CIP et aux crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)</p> <p>Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors-site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des financements par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés.</p>	<p>Risques liés aux crédits d'impôt sur la production et aux CII américains et aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines</p> <p>Risques liés à la qualification des projets pour l'éligibilité au CIP ou au CII</p> <p>Taux et disponibilité du financement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p>
<p>Clôture prévue du financement sans recours de projets</p> <p>La capacité de la Société à obtenir du financement sans recours de projets, dans les délais et au montant prévus, en appui à l'acquisition des parcs éoliens Cartier. La valeur de ces actifs acquis est suffisante pour permettre un tel financement.</p>	<p>Disponibilité du capital</p> <p>Risques d'ordre réglementaire et politique</p> <p>Conditions du marché et autres risques inhérents au financement de projets</p> <p>Évaluation de la valeur des actifs acquis et leur rendement</p> <p>Rendement des contreparties</p>
<p>Cession éventuelle de certains actifs</p> <p>La capacité de la Société à recenser les occasions d'achat, à évaluer et à réaliser la valeur de ces actifs dans le cadre d'une cession, et sa planification. Le fait que la Société cède certains actifs sert sa stratégie à long terme et rehausse sa valeur.</p>	<p>Évaluation précise de la valeur des actifs cédés et de ce qu'Innergex recevra en retour</p> <p>Effet bénéfique de la stratégie à long terme de la Société sur sa valeur</p> <p>Réalisation d'une cession d'actifs dans un délai qui permette à la Société d'utiliser cette cession en appui à l'acquisition des parcs éoliens Cartier</p> <p>Conditions du marché et autres risques inhérents à la clôture de telles transactions</p> <p>Risques d'ordre réglementaire et politique</p> <p>Rendement des contreparties</p>

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

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

IFRS 2, Paiement fondé sur des actions

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

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

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

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

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

Une clarification de la norme IFRS 9 a été publiée en octobre 2017 relativement au traitement d'une modification d'un passif financier qui n'entraîne pas sa décomptabilisation. L'entité recalcule le coût amorti du passif financier au moyen des flux de trésorerie modifiés et du taux d'intérêt effectif initial. L'entité comptabilise ensuite tout ajustement au coût amorti du passif financier 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 tableaux suivants 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 à la suite d'un retraitement effectué en septembre 2018 :

	Présenté le 1er janvier 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 1er janvier 2017
Dettes à long terme	2 507 236	(4 922)	2 502 314
Passifs d'impôt différé	176 965	1 317	178 282
Déficit	(601 157)	3 605	(597 552)

	Présenté le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 31 décembre 2017
Dettes à long terme	3 047 583	(4 196)	3 043 387
Passifs d'impôt différé	215 593	1 123	216 716
Déficit	(651 233)	3 073	(648 160)

	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	726	147 492
Charges d'impôt différé	3 154	(194)	2 960

	Période de trois mois close le 30 septembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017
Charges financières	38 007	182	38 189
Charges d'impôt différé	2 860	(49)	2 811

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017
Charges financières	106 368	548	106 916
Charges d'impôt différé	4 219	(146)	4 073

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. À l'heure actuelle, la Société évalue l'incidence que cette norme pourrait avoir sur ses états financiers consolidés. L'établissement de la liste des contrats de location auxquels cette norme pourrait s'appliquer se poursuit. La Société entend appliquer cette norme rétrospectivement à compter du 1er janvier 2019 sans retraiter les chiffres des périodes comparables (soit la méthode rétrospective modifiée). Selon son évaluation préliminaire, la Société s'attend à un effet surtout sur ses baux fonciers en raison du volume, particulièrement dans le secteur de la production éolienne.

Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises (modifications d'IAS 28)

Le 12 octobre 2017, l'IASB a publié des modifications, soit *Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises* (modifications d'IAS 28), afin de clarifier qu'une entité doit appliquer la norme IFRS 9, *Instruments financiers*, à des intérêts à long terme dans une entreprise associée ou coentreprise qui constituent une partie de la participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise auxquels la méthode de mise en équivalence n'est pas appliquée. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019. La Société ne s'attend pas à ce que l'application de cette norme ait une incidence sur elle.

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

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

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

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

Au cours de la période comptable commençant le 1er juillet 2018 et se terminant le 30 septembre 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 : les entités du groupe Alterra Power ainsi que le projet d'énergie solaire photovoltaïque Phoebe, de même que l'investissement dans Energía Llaima pour une participation de 50 %, qui comprend le projet hydroélectrique Duquenco (collectivement, les « entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société »). L'évaluation de la conception et du fonctionnement des CPCI et du CIIF de ces entités sera achevée dans les 12 mois suivant leur date d'acquisition. Un résumé de l'information financière relative aux entités exclues est présenté à la rubrique « Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société » du présent rapport de gestion.

ENTITÉS EXCLUES DES POLITIQUES ET PROCÉDURES DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ

Comme il est précisé à la rubrique « Établissement et maintien des CPCI et des CIIF » du présent rapport de gestion, les chiffres des entités du groupe Alterra Power, qui incluent ceux du projet solaire Phoebe, et de la participation de 50 % dans la coentreprise avec Energía Llaima, qui comprend le projet hydroélectrique sur la rivière Duquenco, sont exclus des politiques et procédures de contrôle de la Société.

L'information financière relative aux entités du groupe Alterra Power et à Energía Llaima est résumée ci-après.

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

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	25 297	67 292
BAIIA ajusté ¹	7 154	17 529
Bénéfice net (perte nette)	6 117	(945)
Autres éléments du résultat global	(45 377)	(31 999)
Total du résultat global	(39 260)	(32 944)

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

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

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	42 487
Actifs non courants	1 391 411
	1 433 898
Passifs courants	69 557
Passifs non courants	662 750
Capitaux propres	417 921
Participations ne donnant pas le contrôle	283 670
	1 433 898

Les résultats ainsi que les actifs et passifs de la coentreprise conclue avec Energía Llaima figurent dans les états financiers consolidés des présentes et sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. Un sommaire de l'information financière d'Energía Llaima est présenté ci-après.

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global – Energía Llaima

	Période de 89 jours close le 30 septembre 2018
Produits	12 677
BAIIA ajusté ¹	4 867
Perte nette et résultat global	(2 030)

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

Sommaire de l'état de la situation financière – Energía Llaima

	Au 30 septembre 2018
Actifs courants	53 865
Actifs non courants	544 082
	597 947
Passifs courants	14 966
Passifs non courants	234 573
Capitaux propres attribuables aux propriétaires d'Energía Llaima	282 774
Participations ne donnant pas le contrôle	65 634
	597 947

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Acquisition de la participation de notre partenaire dans les cinq parcs éoliens Cartier

Le 24 octobre 2018, la Société a réalisé l'acquisition de la participation de 62 % de TransCanada dans cinq parcs éoliens situés en Gaspésie, au Québec, soit Baie-des-Sables, Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche (les « parcs éoliens Cartier »), et sa participation de 50 % dans les entités d'exploitation des parcs éoliens Cartier (les « entités d'exploitation Cartier »), moyennant une contrepartie totale d'environ 620 M\$ après ajustement pour les distributions reçues par TransCanada depuis le 1er juillet 2018.

Parallèlement à la clôture de l'acquisition, Innergex a obtenu deux facilités de crédit à court terme pour couvrir le prix d'achat et les coûts de transaction dans leur intégralité.

Innergex a obtenu une facilité de crédit à terme sans recours d'un an de 400 M\$ que la Société a l'intention de rembourser à l'aide du produit tiré du financement de projets à long terme sans recours établi en fonction de la durée de vie utile des actifs. Les discussions avec les prêteurs à long terme sont bien avancées et la clôture du financement de projets à long terme sans recours devrait avoir lieu dans les prochains mois.

Innergex a également obtenu une facilité de crédit à terme d'un an de 228 M\$ qui sera remboursée au moyen de la cession stratégique d'actifs sélectionnés, laquelle serait optimale pour le rendement à long terme et les perspectives de la Société. La direction estime qu'il existe un certain nombre d'occasions intéressantes et réalisables pour monétiser les actifs choisis ou des parties des actifs existants d'une façon qui soutienne la stratégie à long terme d'Innergex. La Société examinera minutieusement ces différentes options pour maximiser la valeur de son portefeuille d'actifs. Le moment de ces ventes dépendra des conditions du marché en vigueur; les ventes devraient toutefois être réalisées dans un délai d'un an.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les		Périodes de neuf mois closes les	
		2018	2017	2018	2017
			(montants retraits – note 2.2)		(montants retraits – note 2.2)
Produits		140 768	108 234	408 190	292 290
Charges					
Exploitation	4	36 634	18 092	100 056	51 396
Frais généraux et administratifs		8 180	4 689	24 737	14 024
Projets potentiels		4 320	3 650	13 293	8 206
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 les instruments financiers		91 634	81 803	270 104	218 664
Charges financières	5	48 457	38 189	143 566	106 916
Autres charges (produits), montant net	6	2 519	746	6 134	(26)
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 les instruments financiers		40 658	42 868	120 404	111 774
Amortissement des immobilisations corporelles	4,10	30 483	22 932	89 716	68 455
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	10 859	10 475	32 565	26 497
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	7	(15 279)	(394)	(17 117)	(2 931)
Perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers	8	2 967	1 009	2 293	(3 596)
Bénéfice avant impôt sur le résultat		11 628	8 846	12 947	23 349
Charge d'impôt					
Exigible		1 932	1 784	4 456	3 528
Différé		265	2 811	(3 138)	4 073
		2 197	4 595	1 318	7 601
Bénéfice net		9 431	4 251	11 629	15 748
Bénéfice net attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		10 736	5 738	17 450	22 493
Participations ne donnant pas le contrôle		(1 305)	(1 487)	(5 821)	(6 745)
		9 431	4 251	11 629	15 748
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	9	132 759	108 567	129 329	108 447
Bénéfice net par action, de base (en \$)	9	0,07	0,04	0,10	0,17
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	9	133 474	109 421	130 049	109 268
Bénéfice net par action, dilué (en \$)	9	0,07	0,04	0,10	0,17

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net	9 431	4 251	11 629	15 748
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :				
Perte de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(24 594)	(550)	(19 283)	(448)
Impôt différé connexe	—	76	205	46
Profit de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes	3 821	274	2 634	464
Impôt différé connexe	(612)	4	(290)	23
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	(11 525)	7 950	(8 459)	14 262
Impôt différé connexe	1 695	(2 109)	937	(3 875)
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture des coentreprises et des entreprises associées	(8 326)	439	4 548	762
Impôt différé connexe	1 124	(115)	(2 251)	(200)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans :				
(Perte) profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(16 304)	(42)	(13 689)	154
Profit (perte) sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes	177	(84)	(108)	(175)
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	1 330	438	1 240	1 378
Impôt différé connexe	(164)	(10)	(139)	(185)
Éléments du résultat global qui ne seront pas ultérieurement reclassés en résultat net :				
Pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	(254)	—	(432)	—
Impôt différé connexe	51	—	86	—
Autres éléments du résultat global	(53 581)	6 271	(35 001)	12 206
Total du résultat global	(44 150)	10 522	(23 372)	27 954
Autres éléments du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(38 620)	5 969	(22 305)	11 034
Participations ne donnant pas le contrôle	(14 961)	302	(12 696)	1 172
	(53 581)	6 271	(35 001)	12 206
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(27 884)	11 707	(4 855)	33 527
Participations ne donnant pas le contrôle	(16 266)	(1 185)	(18 517)	(5 573)
	(44 150)	10 522	(23 372)	27 954

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		30 septembre 2018	31 décembre 2017
			(montants retraités – note 2.2)
	Notes		
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		81 112	61 914
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		40 943	58 676
Débiteurs		85 424	87 500
Impôt à recevoir		732	—
Instruments financiers dérivés	8	3 995	5 416
Charges payées d'avance et autres		16 140	8 104
		228 346	221 610
Actifs non courants			
Comptes de réserve		52 026	49 970
Immobilisations corporelles	10	3 750 785	3 188 238
Immobilisations incorporelles		832 082	654 081
Frais de développement liés aux projets		24 295	—
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	7	585 861	11 011
Instruments financiers dérivés	8	13 696	9 558
Actifs d'impôt différé		33 247	11 873
Goodwill		98 278	38 580
Autres actifs non courants		21 731	5 535
		5 640 347	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		30 septembre 2018	31 décembre 2017
	Notes		(montants retraités – note 2.2)
PASSIFS			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		24 061	19 406
Fournisseurs et autres créditeurs		119 814	91 032
Impôt à payer		5 103	3 282
Instruments financiers dérivés	8	14 805	22 749
Tranche courante de la dette à long terme	11	121 598	109 875
Tranche courante des autres passifs		1 153	500
		286 534	246 844
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	8	83 595	54 494
Dette à long terme	11	3 606 661	3 043 387
Autres passifs		128 491	79 507
Composante passif des débentures convertibles	12	237 942	96 246
Passifs d'impôt différé		322 581	216 716
		4 665 804	3 737 194
CAPITAUX PROPRES			
Capital des actions ordinaires	13	4 273	2 867
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	13 c)	1 270 822	939 047
Actions privilégiées		131 069	131 069
Païement fondé sur des actions		1 770	1 713
Composante capitaux propres des débentures convertibles	12	3 976	1 877
Déficit		(740 038)	(648 160)
Cumul des autres éléments du résultat global		(12 376)	9 929
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		659 496	438 342
Participations ne donnant pas le contrôle		315 047	14 920
Total des capitaux propres		974 543	453 262
		5 640 347	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 neuf mois close le 30 septembre 2018	Capitaux propres attribuables aux propriétaires							Total	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			
Solde au 1er janvier 2018 (montants retraités – note 2.2)	2 867	939 047	131 069	1 713	1 877	(648 160)	9 929	438 342	14 920	453 262
Bénéfice net (perte nette)						17 450		17 450	(5 821)	11 629
Autres éléments du résultat global							(22 305)	(22 305)	(12 696)	(35 001)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	17 450	(22 305)	(4 855)	(18 517)	(23 372)
Actions ordinaires émises le 6 février 2018 [note 3 a)]	330 607							330 607		330 607
Acquisition d'entreprise [note 3 a)]								—	296 534	296 534
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	7 656							7 656		7 656
Réduction du capital sur les actions ordinaires [note 13 c)]	(337 785)	337 785						—		—
Rachat d'actions ordinaires	(20)	(6 010)				(3 457)		(9 487)		(9 487)
Paiement fondé sur des actions				57				57		57
Composante capitaux propres des débentures convertibles (déduction faite de l'impôt différé de 766 \$) (note 12)					2 099			2 099		2 099
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'ALR	948							948		948
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle [note 15 b)]						(33 808)		(33 808)	32 108	(1 700)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	697	697
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires						(67 607)		(67 607)		(67 607)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées						(4 456)		(4 456)		(4 456)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	(10 695)	(10 695)
Solde au 30 septembre 2018	4 273	1 270 822	131 069	1 770	3 976	(740 038)	(12 376)	659 496	315 047	974 543

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 neuf mois close le 30 septembre 2017	Capitaux propres attribuables aux propriétaires							Total	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 déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2017 (montants retraités – note 2.2)	162 862	775 413	131 069	2 199	1 877	(597 552)	(1 743)	474 125	14 712	488 837
Bénéfice net (perte nette) (montants retraités – note 2.2)						22 493		22 493	(6 745)	15 748
Autres éléments du résultat global							11 034	11 034	1 172	12 206
Total du résultat global	—	—	—	—	—	22 493	11 034	33 527	(5 573)	27 954
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	4 791							4 791		4 791
Réduction du capital sur les actions ordinaires	(166 460)	166 460								
Paiement fondé sur des actions				(410)				(410)		(410)
Exercice d'options sur actions ordinaires	101			(101)				—		—
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	16 844	16 844
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires						(53 701)		(53 701)		(53 701)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées						(4 456)		(4 456)		(4 456)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle								—	(5 998)	(5 998)
Solde au 30 septembre 2017	1 294	941 873	131 069	1 688	1 877	(633 216)	9 291	453 876	19 985	473 861

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 neuf mois closes les 30 septembre	
		2018	2017
			(montants retraités – note 2.2)
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net		11 629	15 748
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		89 716	68 455
Amortissement des immobilisations incorporelles		32 565	26 497
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées		(17 117)	(2 931)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers		2 293	(3 596)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	7 230	2 831
Amortissement des frais de financement	5	2 523	2 728
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	5	1 512	1 464
Charges de désactualisation des autres passifs	5	2 027	1 331
Amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché	6	(1 788)	—
Perte actuarielle liée au régime de retraite		249	—
Paiement fondé sur des actions		57	(410)
Impôt différé		(3 138)	4 073
Autres		(289)	650
Charges d'intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	5	128 280	97 327
Intérêts versés		(108 690)	(88 644)
Profit sur les contreparties conditionnelles	6	—	(822)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		22 296	2 681
Charge d'impôt exigible		4 456	3 528
Impôt sur le résultat payé, montant net		(4 689)	(1 949)
Incidence de la variation des taux de change		2 888	1 606
		172 010	130 567
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	14 a)	(8 789)	(20 744)
		163 221	109 823
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(55 295)	(48 293)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(4 456)	(4 456)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(10 560)	(5 998)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		—	16 842
Augmentation de la dette à long terme		768 196	516 072
Remboursement de la dette à long terme		(495 759)	(354 071)
Paiement des frais de financement différés		(17 096)	(845)
Paiement d'autres passifs		—	(246)
Produit net de l'émission de débetures convertibles	12	143 090	—
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires		(9 487)	—
		318 633	119 005

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 neuf mois closes les 30 septembre	
		2018	2017
			(montants retraités – note 2.2)
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	3	7 113	5 335
Acquisitions d'entreprises	3	(251 506)	(153 673)
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		21 031	29 081
Fonds nets (investis dans) prélevés des comptes de réserve		(2 117)	127
Ajouts aux immobilisations corporelles		(99 450)	(93 727)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(3 449)	—
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(1 507)	—
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		(131 540)	—
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	15 b)	(1 700)	—
Réductions des autres actifs non courants		362	22
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		358	12
		(462 405)	(212 823)
Effet des variations des cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(251)	(1 059)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		19 198	14 946
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		61 914	56 227
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période		81 112	71 173
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		80 263	70 399
Placements à court terme		849	774
		81 112	71 173

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 14.

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

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada), et ses actions et ses débentures convertibles sont cotées à la Bourse de Toronto. La Société est un promoteur, acquéreur, 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. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10^e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités, qui n'ont pas été audités ni fait l'objet d'un examen par les auditeurs indépendants de la Société, ont été approuvés par le conseil d'administration le 13 novembre 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 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 conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board. Les états financiers intermédiaires consolidés résumés sont conformes à IAS 34, *Information financière intermédiaire*. Sauf comme il est décrit ci-après, les méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société. Toutefois, les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du plus récent rapport annuel de la Société.

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

2. APPLICATION DES IFRS

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

IFRS 2, Paiement fondé sur des actions

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

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

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

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

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

Une clarification de la norme IFRS 9 a été publiée en octobre 2017 relativement au traitement d'une modification d'un passif financier qui n'entraîne pas sa décomptabilisation. L'entité recalcule le coût amorti du passif financier au moyen des flux de trésorerie modifiés et du taux d'intérêt effectif initial. L'entité comptabilise ensuite tout ajustement au coût amorti du passif financier 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 tableaux suivants 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 à la suite d'un réajustement effectué en septembre 2018 :

	Présenté le 1er janvier 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 1er janvier 2017
Dette à long terme	2 507 236	(4 922)	2 502 314
Passifs d'impôt différé	176 965	1 317	178 282
Déficit	(601 157)	3 605	(597 552)

	Présenté le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 31 décembre 2017
Dette à long terme	3 047 583	(4 196)	3 043 387
Passifs d'impôt différé	215 593	1 123	216 716
Déficit	(651 233)	3 073	(648 160)

	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	726	147 492
Charges d'impôt différé	3 154	(194)	2 960

	Période de trois mois close le 30 septembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017
Charges financières	38 007	182	38 189
Charges d'impôt différé	2 860	(49)	2 811

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017
Charges financières	106 368	548	106 916
Charges d'impôt différé	4 219	(146)	4 073

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. À l'heure actuelle, la Société évalue l'incidence que cette norme pourrait avoir sur ses états financiers consolidés. L'établissement de la liste des contrats de location auxquels cette norme pourrait s'appliquer se poursuit. La Société entend appliquer cette norme rétrospectivement à compter du 1er janvier 2019 sans retraiter les chiffres des périodes comparables (soit la méthode rétrospective modifiée). Selon son évaluation préliminaire, la Société s'attend à un effet surtout sur ses baux fonciers en raison du volume, particulièrement dans le secteur de la production éolienne.

Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises (modifications d'IAS 28)

Le 12 octobre 2017, l'IASB a publié des modifications, soit *Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises* (modifications d'IAS 28), afin de clarifier qu'une entité doit appliquer la norme IFRS 9, *Instruments financiers*, à des intérêts à long terme dans une entreprise associée ou coentreprise qui constituent une partie de la participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise auxquels la méthode de mise en équivalence n'est pas appliquée. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019. La Société ne s'attend pas à ce que l'application de cette norme ait une incidence sur elle.

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a. Acquisition d'Alterra Power Corp

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

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

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

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

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

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

	Comptabilisation initiale selon la méthode de l'acquisition	Ajustements ultérieurs	Comptabilisation initiale ajustée selon la méthode de l'acquisition
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 113		7 113
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	4 213		4 213
Débiteurs	17 774		17 774
Charges payées d'avance et autres	3 895		3 895
Immobilisations corporelles	487 607	(1 041)	486 566
Immobilisations incorporelles	191 548	20 856	212 404
Frais de développement de projets	39 304	(19 815)	19 489
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	430 709		430 709
Goodwill	59 923		59 923
Autres actifs non courants	16 281		16 281
Fournisseurs et autres créditeurs	(39 610)		(39 610)
Dette à long terme	(305 045)		(305 045)
Instruments financiers dérivés	(31 194)		(31 194)
Autres passifs	(48 168)		(48 168)
Passifs d'impôt différé	(86 951)		(86 951)
Participations ne donnant pas le contrôle	(296 534)		(296 534)
Actifs nets acquis	450 865	—	450 865

La comptabilisation selon la méthode de l'acquisition demeure assujettie à la finalisation de l'évaluation des actifs et des passifs acquis.

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 419 595 \$ et à 10 962 \$, respectivement, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 67 292 \$ et à 945 \$, respectivement, pour la période de 237 jours close le 30 septembre 2018.

b. Acquisition des actifs de Phoebe

Le 2 juillet 2018, la Société a acquis un projet d'énergie solaire photovoltaïque de 250 MW_{CA}/315 MW_{CC} situé dans le comté de Winkler, au Texas. Un avis final de démarrage des travaux de construction a également été émis le 2 juillet 2018 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au cours du troisième trimestre de 2019. Le projet est également admissible à un crédit d'impôt fédéral à l'investissement (CII) équivalant à environ 30 % des coûts en capital du projet. Le CII sera surtout attribué à l'investisseur participant au partage fiscal. Le projet Phoebe vendra 100 % de sa production au réseau électrique ERCOT et recevra un prix fixe sur 89 % de l'énergie produite dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité de 12 ans.

Le prix d'achat total de Phoebe s'est établi à 100 191 \$ US (131 791 \$) et consistait entièrement en une contrepartie en trésorerie.

Les coûts totaux de construction sont estimés à 397 000 \$ US (524 000 \$) et seront financés en partie principalement au moyen d'un emprunt lié à la construction de 115 864 \$ US et d'un crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal de 176 225 \$ US. L'emprunt lié à la construction sera remplacé par un emprunt à terme et le crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal sera réglé au moyen d'un financement par l'investisseur participant au partage fiscal après la réalisation de certaines étapes importantes de projet. Une filiale d'Innergex a émis une lettre de crédit d'un montant de 212 000 \$ US à l'appui de ses obligations aux termes de ces ententes de financement.

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.

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

	Actifs acquis	
	\$ US	\$
Immobilisations corporelles	84 043	110 550
Instruments financiers dérivés	16 148	21 241
Total des actifs acquis	100 191	131 791

La Société a déterminé que, à la date d'acquisition, Phoebe constituait un groupe d'actifs plutôt qu'une entreprise au sens de l'IFRS 3, et a comptabilisé l'acquisition comme une acquisition d'actifs.

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

La Société a terminé l'établissement de la répartition du prix d'achat au deuxième trimestre de 2018 des parcs éoliens Rougemont 1-2 et Vaite qui ont été acquis le 24 mai 2017. Les ajustements effectués ont donné lieu à une augmentation des immobilisations incorporelles et de la dette à long terme de 4 294 €.

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

La Société a terminé la répartition du prix d'achat des parcs éoliens Plan Fleury et Les Renardières qui ont été acquis le 25 août 2017. Les ajustements effectués ont donné lieu à une augmentation des immobilisations incorporelles et de la dette à long terme et à une diminution du goodwill et des passifs d'impôt différé. Au total, un ajustement de 361 € (543 \$) a été apporté au prix d'achat.

Le tableau suivant reflète la répartition finale du prix d'achat par rapport à la juste valeur des actifs nets acquis.

	Répartition initiale ajustée du prix d'achat présentée auparavant	Ajustements subséquents	Répartition finale du prix d'achat	
	€	€	€	\$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	186		186	278
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	19 639		19 639	29 322
Débiteurs	13 123		13 123	19 595
Charges payées d'avance et autres	168		168	250
Immobilisations corporelles	67 579		67 579	100 903
Immobilisations incorporelles	26 454	763	27 217	40 739
Goodwill	7 772	(107)	7 665	11 443
Fournisseurs et autres créditeurs	(24 690)		(24 690)	(36 865)
Dette à long terme	(75 107)	(1 124)	(76 231)	(113 926)
Passif d'impôt différé	(7 772)	107	(7 665)	(11 443)
Actifs nets acquis	27 352	(361)	26 991	40 296

4. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Salaires	1 498	1 351	4 175	3 872
Assurances	1 334	1 253	3 604	3 058
Exploitation et entretien	25 428	7 756	68 832	20 364
Impôts fonciers et redevances	8 374	7 732	23 445	24 102
	36 634	18 092	100 056	51 396

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

5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
		Montants retraités (note 2.2)		Montants retraités (note 2.2)
Charges d'intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	44 201	35 509	128 280	97 327
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	2 112	—	7 230	2 831
Amortissement des frais de financement	496	1 099	2 523	2 728
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	261	330	1 512	1 464
Charges de désactualisation des autres passifs	807	851	2 027	1 331
Autres	580	400	1 994	1 235
	48 457	38 189	143 566	106 916

6. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Coûts de transaction	727	825	6 898	2 482
Perte réalisée (profit réalisé) sur les instruments financiers dérivés	4	—	(822)	—
Perte de change réalisée (profit de change réalisé)	3 372	(479)	3 890	(712)
Perte (profit) sur les contreparties conditionnelles	—	49	—	(822)
Autres produits, montant net	(848)	(523)	(2 284)	(1 837)
(Profit) perte à la cession d'immobilisations corporelles	(82)	874	240	863
Amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché	(654)	—	(1 788)	—
	2 519	746	6 134	(26)

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.

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle ou une influence significative sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements critiques dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement.

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

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

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

1. La participation correspond à la participation de commanditaire de Shannon, de Flat Top, de Spartan et de Kokomo; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.

2. Participation par l'intermédiaire de HS Orka hf. (que la Société détient à 53,9 %), qui détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon.

Valeur comptable des participations dans des coentreprises et des entreprises associées	Aux	
	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Coentreprises et entreprises associées		
Energía Llaima	141 387	—
Toba Montrose	85 149	—
Shannon	66 349	—
Flat Top	80 404	—
Dokie	23 204	—
Jimmie Creek	40 164	—
Umbata Falls	9 151	9 688
Viger-Denonville	1 628	1 271
Spartan	2 962	—
Kokomo	1 906	—
Blue Lagoon	133 529	—
Autres	28	52
	585 861	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.

Energía Llaima

Le 3 juillet 2018, Innergex a acquis une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient une participation dans la centrale hydroélectrique Guyacán (12 MW) et le parc solaire Pampa Elvira (34 MW). De plus, Energía Llaima détient une participation dans deux centrales hydroélectriques en exploitation (125 MW) et dans d'autres projets à des stades préliminaires de développement. Innergex a investi un montant initial de 10 000 \$ US (13 154 \$) par l'intermédiaire des fonds disponibles de ses facilités de crédit renouvelables et a accepté d'investir 100 000 \$ US supplémentaires (131 540 \$) sur une période de 12 mois, dont une tranche de 90 000 \$ US a été investie pour l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco.

Le 5 juillet 2018, Innergex et Energía Llaima ont mené à bien l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco de 140 MW au Chili. Le projet hydroélectrique Duqueco est composé de deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001 : Peuchén (85 MW) et Mampil (55 MW).

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global

	Période de 89 jours close le 30 septembre 2018
Produits	12 677
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	7 810
	4 867
Charges financières	5 855
Autres produits, montant net	(686)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	2 455
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(726)
Perte nette et résultat global	(2 030)

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	21 294
Autres actifs courants	32 571
Actifs courants	53 865
Actifs non courants	544 082
	597 947
Fournisseurs et autres créditeurs	1 965
Autres passifs courants	13 001
Passifs courants	14 966
Passifs non courants	234 573
Capitaux propres attribuables aux propriétaires d'Energía Llaima	282 774
Participations ne donnant pas le contrôle	65 634
	597 947

Le 5 juillet 2018, Duquenco SpA a conclu un financement de projet de 130 000 \$ US constitué d'un emprunt à terme sans recours pour les projets hydroélectriques Duquenco SpA. L'emprunt à terme de 15 ans porte intérêt au taux LIBOR majoré de 3,50 %. Une somme de 60 600 \$ US sera amortie sur la période de l'emprunt et une somme de 69 400 \$ US sera remboursée à l'échéance en 2033. Le remboursement annuel prévu de la dette sera augmenté par des flux de trésorerie disponibles calculés de cette manière : 50 % des flux de trésorerie disponibles pour les exercices clos en 2019 jusqu'en 2021 et 30 % des flux de trésorerie disponibles pour les exercices subséquents.

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

Au	30 septembre 2018
Capitaux propres attribuables aux propriétaires d'Energía Llaima	282 774
Pourcentage de la participation de la Société dans Energía Llaima	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans Energía Llaima	141 387

Toba Montrose

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	37 840	58 157
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 329	10 950
	32 511	47 207
Charges financières	7 037	18 266
Autres produits, montant net	(151)	(338)
Amortissements	4 227	11 275
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	196	(365)
Bénéfice net	21 202	18 369
Autres éléments du résultat global	3 838	1 522
Total du résultat global	25 040	19 891
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	7 000	7 000

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 septembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 173
Autres actifs courants	26 444
Actifs courants	31 617
Actifs non courants	671 351
	702 968
Fournisseurs et autres créditeurs	6 218
Autres passifs courants	8 438
Passifs courants	14 656
Passifs non courants	475 440
Capitaux propres des associés	212 872
	702 968

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

Au	30 septembre 2018
Actifs nets de la coentreprise	212 872
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	40 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	85 149

Dette de Toba Montrose

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

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

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

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

Shannon

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	3 112	9 667
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 129	6 028
	983	3 639
Charges financières	167	434
Autres charges (produits), montant net	25	(759)
Amortissements	2 500	6 452
Perte nette latente sur instruments financiers	1 780	2 158
Perte nette	(3 489)	(4 646)
Autres éléments du résultat global	5 384	14 390
Total du résultat global	1 895	9 744
Perte nette attribuable aux :		
Investisseurs participant au partage fiscal	(3 765)	(8 692)
Commanditaires :		
Innergex	138	2 023
Autre commanditaire	138	2 023
	(3 489)	(4 646)
Total du résultat global attribuable aux :		
Investisseurs participant au partage fiscal	(2 827)	(8 418)
Commanditaires :		
Innergex	2 361	9 081
Autre commanditaire	2 361	9 081
	1 895	9 744
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	583	2 128

Le 29 juin 2015, Shannon a conclu un contrat de couverture énergétique à long terme pour 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. Les autres éléments du résultat global sont uniquement composés de la partie efficace des variations de la juste valeur de la couverture énergétique.

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 septembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 879
Autres actifs courants	3 498
Actifs courants	6 377
Actifs non courants	369 427
	375 804
Fournisseurs et autres créditeurs	9 863
Autres passifs courants	3 730
Passifs courants	13 593
Passifs non courants	10 595
Participation au partage fiscal	218 919
Participation de commanditaires	132 697
	375 804

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

Au	30 septembre 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable aux commanditaires	132 697
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	66 349

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

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018 et la période allant du 6 février 2018 au 30 septembre 2018, le parc éolien a généré respectivement environ 3 811 \$ et 13 704 \$ en CIP.

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

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

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

Flat Top

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	4 658	10 057
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 875	6 503
	1 783	3 554
Charges financières	170	218
Autres charges, montant net	95	89
Amortissements	3 485	7 021
(Profit net latent) perte nette latente sur les instruments financiers	(235)	3 824
Perte nette	(1 732)	(7 598)
Autres éléments du résultat global	(6 754)	11 853
Total du résultat global	(8 486)	4 255
Perte nette attribuable aux :		
Investisseurs participant au partage fiscal	(220)	(1 865)
Commanditaires :		
Innergex	(771)	(2 924)
Autre commanditaire	(741)	(2 809)
	(1 732)	(7 598)
Total du résultat global attribuable aux :		
Investisseurs participant au partage fiscal	12 563	14 696
Commanditaires :		
Innergex	(10 735)	(6 251)
Autre commanditaire	(10 314)	(4 190)
	(8 486)	4 255
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	1 191	1 749

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

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 septembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 801
Autres actifs courants	8 926
Actifs courants	11 727
Actifs non courants	466 250
	477 977
Fournisseurs et autres créditeurs	10 422
Autres passifs courants	8 673
Passifs courants	19 095
Passifs non courants	11 933
Participation au partage fiscal	289 294
Participation de commanditaires	157 655
	477 977

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

Au	30 septembre 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable aux commanditaires	157 655
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	51 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	80 404

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 de trois mois close le 30 septembre 2018 et pour la période allant du 23 mars 2018 au 30 septembre 2018, le parc éolien a généré respectivement environ 4 875 \$ et 12 538 \$ en CIP.

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

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

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

Dokie

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	6 233	18 348
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	2 067	5 388
	4 166	12 960
Charges financières	2 675	7 276
Autres charges, montant net	277	202
Amortissements	3 143	8 025
Perte nette et résultat global	(1 929)	(2 543)
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	510	510

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 septembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 382
Autres actifs courants	4 778
Actifs courants	7 160
Actifs non courants	230 384
	237 544
Fournisseurs et autres créditeurs	708
Autres passifs courants	7 351
Passifs courants	8 059
Passifs non courants	138 490
Capitaux propres des associés	90 995
	237 544

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

Au	30 septembre 2018
Actifs nets de la coentreprise	90 995
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	25,5 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	23 204

Dette de Dokie

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

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

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

Jimmie Creek

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	12 297	16 798
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 046	2 298
	11 251	14 500
Charges financières	2 356	6 291
Autres charges, montant net	31	133
Amortissements	1 179	3 202
Bénéfice net et résultat global	7 685	4 874

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 septembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 900
Autres actifs courants	10 949
Actifs courants	13 849
Actifs non courants	232 818
	246 667
Fournisseurs et autres créditeurs	1 010
Autres passifs courants	925
Passifs courants	1 935
Passifs non courants	165 965
Capitaux propres des associés	78 767
	246 667

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

Au	30 septembre 2018
Actifs nets de la coentreprise	78 767
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	50,99 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	40 164

Dette de Jimmie Creek

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

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

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

Umbata Falls

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits	1 439	1 205	6 029	7 771
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	197	225	661	676
	1 242	980	5 368	7 095
Charges financières	561	597	1 696	1 805
Autres produits, montant net	(21)	(12)	(60)	(30)
Amortissements	1 003	1 004	3 009	3 013
Profit net latent sur les instruments financiers	(933)	(1 080)	(1 620)	(1 859)
Bénéfice net et résultat global	632	471	2 343	4 166
Distributions reçues de la coentreprise par la Société	884	1 020	1 685	1 728

Sommaire des états de la situation financière

Aux	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	819	1 620
Autres actifs courants	786	1 930
Actifs courants	1 605	3 550
Actifs non courants	57 859	60 658
	59 464	64 208
Fournisseurs et autres créditeurs	79	198
Autres passifs courants	2 448	3 314
Passifs courants	2 527	3 512
Passifs non courants	38 262	40 924
Capitaux propres des associés	18 675	19 772
	59 464	64 208

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

Aux	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actifs nets de la coentreprise	18 675	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	9 151	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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits	2 389	2 125	8 399	7 372
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	498	428	1 508	1 375
	1 891	1 697	6 891	5 997
Charges financières	825	858	2 485	2 599
Autres produits, montant net	(18)	(10)	(52)	(27)
Amortissements	627	730	1 881	2 189
Profit net latent sur instruments financiers	(161)	(209)	(487)	(544)
Bénéfice net	618	328	3 064	1 780
Autres éléments du résultat global	681	877	1 025	1 395
Total du résultat global	1 299	1 205	4 089	3 175
Distributions reçues de la coentreprise par la société	600	400	1 688	953

Sommaire des états de la situation financière

Aux	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 098	1 760
Autres actifs courants	937	1 245
Actifs courants	2 035	3 005
Actifs non courants	51 786	53 812
	53 821	56 817
Fournisseurs et autres créditeurs	569	744
Autres passifs courants	3 373	3 611
Passifs courants	3 942	4 355
Passifs non courants	46 623	49 920
Capitaux propres des associés	3 256	2 542
	53 821	56 817

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

Aux	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actifs nets de la coentreprise	3 256	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	1 628	1 271

Spartan

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	698	1 585
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	105	247
	593	1 338
Charges financières	216	546
Autres charges, montant net	—	142
Amortissements	343	910
Profit net latent sur instruments financiers	—	(1)
Bénéfice net (perte nette)	34	(259)
Autres éléments du résultat global	84	443
Total du résultat global	118	184
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :		
Investisseur participant au partage fiscal	40	(58)
Commanditaire	(6)	(201)
	34	(259)
Total du résultat global attribuable aux :		
Investisseur participant au partage fiscal	124	382
Commanditaire	(6)	(198)
	118	184

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 septembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	496
Autres actifs courants	554
Actifs courants	1 050
Actifs non courants	26 778
	27 828
Fournisseurs et autres créditeurs	217
Autres passifs courants	460
Passifs courants	677
Passifs non courants	11 657
Participation au partage fiscal	12 532
Participation de commanditaire	2 962
	27 828

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

Au	30 septembre 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable au commanditaire	2 962
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	100 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	2 962

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 9 825 \$ US au 30 septembre 2018, et est réduit selon des montants fondés sur le calendrier de remboursements du capital conformément au contrat d'emprunt à terme sur la durée de vie du swap de taux d'intérêt.

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

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

Kokomo

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Produits	295	683
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	61	146
	234	537
Charges financières	95	251
Autres charges, montant net	4	23
Amortissements	168	442
Perte nette	(33)	(179)
Autres éléments du résultat global	46	235
Total du résultat global	13	56
Perte nette attribuable aux :		
Investisseur participant au partage fiscal	(13)	(85)
Commanditaires	(20)	(94)
	(33)	(179)
Total du résultat global attribuable aux :		
Investisseur participant au partage fiscal	31	146
Commanditaires	(18)	(90)
	13	56

Sommaire de l'état de la situation financière

Au	30 septembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	110
Autres actifs courants	36
Actifs courants	146
Actifs non courants	12 270
	12 416
Fournisseurs et autres créditeurs	332
Autres passifs courants	249
Passifs courants	581
Passifs non courants	4 923
Participation au partage fiscal	4 794
Participation des commanditaires	2 118
	12 416

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

Au	30 septembre 2018
Actifs nets de la coentreprise attribuable aux commanditaires	2 118
Pourcentage de la participation de la Société dans la coentreprise	90 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	1 906

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 4 572 \$ US au 30 septembre 2018, et est réduit selon des montants fondés sur le calendrier de remboursements du capital conformément au contrat d'emprunt à terme sur la durée de vie du swap de taux d'intérêt.

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

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

Blue Lagoon

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

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

Au	30 septembre 2018
Solde d'ouverture au 1er janvier 2018	—
Juste valeur provisoire aux termes de l'acquisition d'Alterra	141 135
Quote-part du résultat global	7 127
Distributions reçues	(7 557)
Écarts de change	(7 176)
Solde de clôture au 30 septembre 2018	133 529

7.2 Engagements des coentreprises et des entreprises associées acquises au cours de l'exercice

Au 30 septembre 2018, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements des coentreprises et des entreprises associées acquises au cours de l'exercice est la suivante :

Années	Production éolienne
2018 (3 mois)	1 542
2019	7 073
2020	7 073
2021	7 073
2022	7 073
Par la suite	95 260
Total	125 094

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.

Le 3 juillet 2018, la Société a conclu deux ententes de couverture libellées en dollars américains pour atténuer le risque de fluctuations des taux d'intérêt sur ses dettes à long terme à la suite de l'acquisition de Phoebe. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La comptabilité de couverture est appliquée aux contrats suivants :

Contrats	Expiration	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale 30 septembre 2018
Contrats utilisés pour couvrir le risque de taux d'intérêt :			
Swaps de taux d'intérêt, 2,63 %, converti à un taux fixe de 1,2945 \$ CA pour 1 \$ US	2019	Aucune	176 798
Swaps de taux d'intérêt, 3,07 %, converti à un taux fixe de 1,2945 \$ CA pour 1 \$ US	2026 ¹	Aucune	134 987
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,16 %	2023	Aucune	29 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,32 %	2023	Aucune	49 000

1. Swap de taux d'intérêt différé dont la date d'entrée en vigueur est le 30 septembre 2019.

Prorogation des contrats de change à terme

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

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales 30 septembre 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	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	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	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	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	Aucune	80 941

9. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017 (montants retraités – note 2.2)	2018	2017 (montants retraités – note 2.2)
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	10 736	5 738	17 450	22 493
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)	(4 456)	(4 456)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	9 251	4 253	12 994	18 037
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	132 759	108 567	129 329	108 447
Bénéfice net par action, de base (en \$)	0,07	0,04	0,10	0,17
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	132 759	108 567	129 329	108 447
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	715	854	720	821
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	133 474	109 421	130 049	109 268
Bénéfice net par action, dilué (en \$)	0,07	0,04	0,10	0,17

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

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

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parc solaire	Installations géothermiques	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût								
Au 1er janvier 2018	3 055	2 081 857	1 410 294	124 322	—	—	14 476	3 634 004
Ajouts	77	2 592	184	132	10 276	63 574	8 957	85 792
Acquisitions d'entreprises (note 3)	—	—	—	—	430 305	165 759	1 052	597 116
Cessions	(46)	(580)	(143)	—	(472)	—	—	(1 241)
Autres variations	—	(823)	(4)	—	—	—	(5)	(832)
Écarts de change, montant net	1	248	(1 594)	—	(31 667)	(3 904)	56	(36 860)
Au 30 septembre 2018	3 087	2 083 294	1 408 737	124 454	408 442	225 429	24 536	4 277 979
Cumul de l'amortissement								
Au 1er janvier 2018	—	(230 616)	(172 439)	(33 733)	—	—	(8 978)	(445 766)
Amortissement	—	(29 189)	(42 413)	(4 473)	(12 191)	—	(1 450)	(89 716)
Cessions	—	119	4	—	357	—	—	480
Autres variations	—	—	—	—	—	—	(3)	(3)
Écarts de change, montant net	—	(95)	598	—	7 315	—	(7)	7 811
Au 30 septembre 2018	—	(259 781)	(214 250)	(38 206)	(4 519)	—	(10 438)	(527 194)
Valeur comptable au 30 septembre 2018	3 087	1 823 513	1 194 487	86 248	403 923	225 429	14 098	3 750 785

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 4 808 \$ engagés avant la mise en service.

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

11. DETTE À LONG TERME

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

a. Augmentation des facilités de crédit rotatif

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

b. Alterra

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

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

	Taux d'intérêt en 2018	Échéance	30 septembre 2018
Alterra			
Facilité d'emprunt de la société de portefeuille	7,49 %	2023	87 341
Facilité d'emprunt de la société de portefeuille (20 734 \$ US)	8,11 %	2023	26 866
Emprunts de HS Orka (59 425 €)	3,60 %	2022	89 545
Emprunts de HS Orka (215 243 ISK)	5,60 %	2031	2 522

Emprunt à terme non garanti subordonné

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

c. Boulder Creek et Upper Lillooet River

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

Le prêt comprend trois facilités, ou tranches :

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

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

d. Phoebe

Le 2 juillet 2018, Innergex a acquis Phoebe et a parallèlement conclu un financement de construction et de projet à long terme.

Les ententes de financement comprennent deux facilités ou tranches :

- Un emprunt lié à la construction de 115 864 \$ US portant intérêt au taux LIBOR à un mois majoré de 1,5 % (une proportion d'environ 90 % est fixée par un swap de taux d'intérêt conclu le 3 juillet 2018 qui a donné lieu à un taux d'intérêt fixe de 4,13 %). Au 30 septembre 2018, le montant intégral de 115 864 \$ US avait été prélevé de cette tranche. Après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera remplacé par un emprunt à terme portant intérêt au taux LIBOR à 3 mois majoré de 2,0 % pour les quatre premières années et au taux LIBOR majoré de 2,5 % par la suite (une proportion d'environ 90 % est fixée par un swap de taux d'intérêt conclu le 3 juillet 2018 qui a donné lieu à un taux d'intérêt fixe de 5,07 % pour les quatre premières années et de 5,57 % par la suite). L'emprunt à terme est d'une durée de 7 ans, les versements de capital commencent en 2021 et la proportion restante de 85 % du capital sera exigible à l'échéance le 30 septembre 2026.
- Un crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal de 176 225 \$ US portant intérêt au taux LIBOR à un mois majoré de 1,5 % (une proportion d'environ 90 % est fixée par un swap de taux d'intérêt conclu le 3 juillet 2018 qui a donné lieu à un taux d'intérêt fixe de 4,13 %). Après le début de la mise en service commerciale des installations, il est prévu que le crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal sera remboursé à même le produit du placement de l'investisseur participant au partage fiscal. Au 30 septembre 2018, une somme de 26 909 \$ US a été prélevée de cette tranche.

Cette dette est garantie par les actifs de Phoebe Energy Project, LLC, d'une valeur comptable de 154 521 \$ (119 367 \$ US).

	Taux d'intérêt 2018	Échéance	30 septembre 2018
Phoebe			
Emprunt lié à la construction (112 609 \$ US, déduction faite de coûts de financement différés de 3 255 \$ US)	3,58 %	2026	145 772
Crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal (21 993 \$ US, déduction faite de coûts de financements différés de 4 916 \$ US)	3,58 %	2019	28 470

12. DÉBENTURES CONVERTIBLES

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

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

Produit de l'émission des débentures convertibles à 4,75 %	150 000
Coûts de transaction	(6 910)
Produit net	143 090
Montant classé dans les capitaux propres	(2 865)
Composante passif des débentures convertibles au moment de l'émission (taux d'intérêt effectif de 6,08 %)	140 225
Désactualisation des débentures convertibles	420
Composante passif des débentures convertibles	140 645

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

13. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

a) Rachat d'actions ordinaires

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

b) Émission d'actions ordinaires

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

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

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

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

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

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017
Débiteurs et impôt à recevoir	18 765	17 482
Charges payées d'avance et autres	(6 455)	(6 335)
Fournisseurs, autres créiteurs et impôt à payer	(21 099)	(31 891)
	(8 789)	(20 744)

b. Renseignements supplémentaires

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017
Intérêts versés (y compris les intérêts inscrits à l'actif de 2 088 \$ [6 304 \$ en 2017])	110 778	94 948
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	18 957	56 913
Autres passifs impayés	—	20 266
Actions dont les droits ont été acquis dans le régime d'ALR	948	—
Actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions	—	101
Variation des taux d'actualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	7	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	7 656	4 791
Actions ordinaires émises au moment de l'acquisition d'Alterra	330 607	—
Participation dans des coentreprises et des entreprises associées non payée	13 154	—
Investissement provenant de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	697	—
Prêts consentis à des associés en échange de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	—	(2)

c. Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017
		(montants retraités)
Dettes à long terme au début de la période	3 153 262	2 601 711
Augmentation de la dette à long terme	768 196	516 072
Remboursement de la dette à long terme	(495 759)	(354 071)
Paiement des frais de financement différés	(17 096)	(845)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	313 366	432 351
Autres variations	10 112	6 737
Écarts de change, montant net	(3 822)	5 973
Dettes à long terme à la fin de la période	3 728 259	3 207 928

15. FILIALES

a) HS Orka hf

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

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

Au	30 septembre 2018
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	35 257
Actifs non courants	825 026
	860 283
Passifs courants	31 681
Passifs non courants	199 651
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	339 005
Participations ne donnant pas le contrôle	289 946
	860 283

	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de 237 jours close le 30 septembre 2018
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	25 297	67 292
Charges ¹	22 254	61 722
Bénéfice net	3 043	5 570
Autres éléments du résultat global	(38 318)	(36 530)
Total du résultat global	(35 275)	(30 960)
Bénéfice net attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	1 640	3 003
Participations ne donnant pas le contrôle	1 403	2 567
	3 043	5 570
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(19 013)	(16 687)
Participations ne donnant pas le contrôle	(16 262)	(14 273)
	(35 275)	(30 960)

1. Les charges comprennent aussi des charges hors trésorerie telles que des amortissements totalisant 5 583 \$ et une perte nette latente sur les instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 1 068 \$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2018. Les charges comprennent aussi des charges hors trésorerie telles que des amortissements totalisant 14 662 \$ et une perte nette latente sur instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 6 187 \$ pour la période de 237 jours close le 30 septembre 2018.

b) Creek Power Inc

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

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

16. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées conclues 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 la note 11).

17. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

a. Contrats d'achat d'électricité

Centrales de la Colombie-Britannique

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

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

b. Avis d'appel d'une décision sur les droits d'utilisation de l'eau

Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3 300 \$ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board, qui a été suspendue jusqu'au mois d'août 2018. L'appel suit maintenant son cours.

c. 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 d'une créance à long terme liée au passif partagé au titre des prestations de retraite. Une réclamation de 9 547 \$ a été déposée 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 quant à la quote-part de HS Veitur en 2011, et HS Orka estime que sa demande est entièrement justifiée sur la base de cette entente. Les négociations n'ont pas permis de régler l'affaire. Les procédures judiciaires se sont déroulées en mars 2018. Le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur de HS Orka. HS Veitur a interjeté appel devant la Cour d'appel, qui est un tribunal de deuxième instance. La Cour n'a pas encore fixé une date pour le procès de cette affaire.

18. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 septembre 2018, et exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les actifs d'exploitation suivants soit : 29 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France, une centrale hydroélectrique aux États-Unis et deux centrales géothermiques en Islande ainsi qu'une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Le tableau suivant présente des détails à l'égard des quatre principaux secteurs géographiques dans lesquels la Société exerce ses activités.

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	2017	2018	2017
Produits				
Canada	101 003	94 788	275 978	259 142
France	12 915	11 771	60 994	30 097
Islande	25 297	—	67 292	—
États-Unis	1 553	1 675	3 926	3 051
	140 768	108 234	408 190	292 290

Aux	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 096 395	2 977 859
France	934 039	973 740
Islande ²	825 025	—
États-Unis ³	368 223	7 052
Chili	141 376	—
	5 365 058	3 958 651

1. Comprend les participations dans les coentreprises et les entreprises associées.
2. Comprend le projet hydroélectrique Brúarvirkjun qui est en construction.
3. Comprend le projet solaire Phoebe qui est en construction et le projet éolien Foard City qui est en développement.

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 ses parcs solaires surtout à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. Par l'intermédiaire du secteur de l'aménagement des emplacements, elle analyse les emplacements potentiels et aménage des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales géothermiques et des installations solaires jusqu'au stade de la mise en service.

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

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

Période de trois mois close le 30 septembre 2018						
Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Géothermie	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	74 699	34 905	25 297	5 867	—	140 768
Charges :						
Exploitation	13 225	8 762	14 409	238	—	36 634
Frais généraux et administratifs	2 960	2 541	2 644	35	—	8 180
Projets potentiels	—	—	—	—	4 320	4 320
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	58 514	23 602	8 244	5 594	(4 320)	91 634
Charges financières						48 457
Autres charges, montant net						2 519
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente sur instruments financiers						40 658
Amortissement des immobilisations corporelles						30 483
Amortissement des immobilisations incorporelles						10 859
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées						(15 279)
Perte nette latente sur instruments financiers						2 967
Bénéfice avant impôt sur le résultat						11 628

Période de trois mois close le 30 septembre 2017

Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
					Montants retraités - note 2.2
Produits	72 055	29 177	6 023	979	108 234
Charges					
Exploitation	11 029	6 495	176	392	18 092
Frais généraux et administratifs	2 613	1 961	33	82	4 689
Projets potentiels	—	—	—	3 650	3 650
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	58 413	20 721	5 814	(3 145)	81 803
Charges financières					38 189
Autres charges, montant net					746
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente sur instruments financiers					42 868
Amortissement des immobilisations corporelles					22 932
Amortissement des immobilisations incorporelles					10 475
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées					(394)
Perte nette latente sur les instruments financiers					1 009
Bénéfice avant impôt sur le résultat					8 846

Période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Géothermie	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	185 375	141 069	67 292	14 454	—	408 190
Charges						
Exploitation	37 183	23 694	38 633	546	—	100 056
Frais généraux et administratifs	8 916	7 839	7 872	110	—	24 737
Projets potentiels	—	—	—	—	13 293	13 293
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	139 276	109 536	20 787	13 798	(13 293)	270 104
Charges financières						143 566
Autres charges, montant net						6 134
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente sur instruments financiers						120 404
Amortissement des immobilisations corporelles						89 716
Amortissement des immobilisations incorporelles						32 565
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées						(17 117)
Perte nette latente sur les instruments financiers						2 293
Bénéfice avant impôt sur le résultat						12 947

Au 30 septembre 2018

Goodwill	15 180	40 028	42 762	303	5	98 278
Total de l'actif	2 702 666	1 732 702	821 280	130 703	252 996	5 640 347
Total du passif	2 321 031	1 541 377	396 908	131 112	275 376	4 665 804
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	3 030	321	10 276	132	72 033	85 792

Période de neuf mois close le 30 septembre 2017

Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
					Montants retraités - note 2.2
Produits	180 589	95 846	14 490	1 365	292 290
Charges :					
Exploitation	32 510	17 788	520	578	51 396
Frais généraux et administratifs	8 123	5 321	121	459	14 024
Projets potentiels	—	—	—	8 206	8 206
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	139 956	72 737	13 849	(7 878)	218 664
Charges financières					106 916
Autres produits, montant net					(26)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers					111 774
Amortissement des immobilisations corporelles					68 455
Amortissement des immobilisations incorporelles					26 497
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées					(2 931)
Profit net latent sur instruments financiers					(3 596)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					23 349
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	102 765	25 803	3 737 194
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	18 804	352 968	12	185 884	557 668

19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

a. Dividendes déclarés par le conseil d'administration

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (en \$)	Dividende par action privilégiée de série A (en \$)	Dividende par action privilégiée de série C (en \$)
13/11/2018	31/12/2018	15/01/2019	0,1700	0,2255	0,359375

b. Acquisition de la participation de notre partenaire dans les cinq parcs éoliens

Le 24 octobre 2018, la Société a réalisé l'acquisition de la participation de 62 % de TransCanada dans cinq parcs éoliens situés en Gaspésie, au Québec, soit Baie-des-Sables, Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche (les « parcs éoliens Cartier »), et sa participation de 50 % dans les entités d'exploitation des parcs éoliens Cartier (les « entités d'exploitation Cartier »), moyennant une contrepartie totale d'environ 620 000 \$ après ajustement pour les distributions reçues par TransCanada depuis le 1er juillet 2018.

Parallèlement à la clôture de l'acquisition, Innergex a obtenu deux facilités de crédit à court terme pour couvrir le prix d'achat et les coûts de transaction dans leur intégralité.

Innergex a obtenu une facilité de crédit à terme sans recours d'un an de 400 000 \$ que la Société a l'intention de rembourser à l'aide du produit tiré du financement de projets à long terme sans recours établi en fonction de la durée de vie utile des actifs. Les discussions avec les prêteurs à long terme sont bien avancées et la clôture du financement de projets à long terme sans recours devrait avoir lieu dans les prochains mois.

Innergex a également obtenu une facilité de crédit à terme d'un an de 228 000 \$ qui sera remboursée au moyen de la cession stratégique d'actifs sélectionnés, laquelle serait optimale pour le rendement à long terme et les perspectives de la Société. La direction estime qu'il existe un certain nombre d'occasions intéressantes et réalisables pour monétiser les actifs choisis ou des parties des actifs existants d'une façon qui soutienne la stratégie à long terme d'Innergex. La Société examinera minutieusement ces différentes options pour maximiser la valeur de son portefeuille d'actifs. Le moment de ces ventes dépendra des conditions du marché en vigueur; les ventes devraient toutefois être réalisées dans un délai d'un an.

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

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

Relations avec les investisseurs

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

Actions ordinaires - TSX : INE

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

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

**Débetures convertibles - TSX : INE.DB.A
TSX : INE.DB.B**

Notes de crédit attribuées par Standard & Poor's

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

Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

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

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

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

Services aux investisseurs Computershare inc.

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