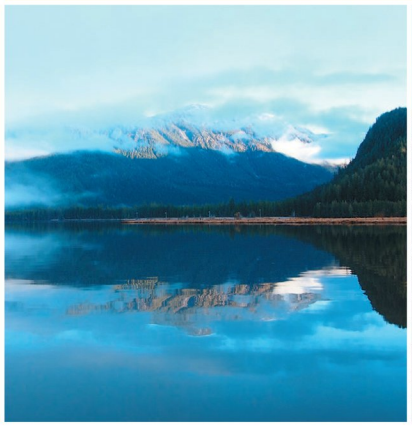
RAPPORT **TRIMESTRIEL 2019**

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE
30 SEPTEMBRE 2019



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

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

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 et des parcs solaires et exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débentures convertibles sous les symboles INE.DB.B et INE.DB.C.

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

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 12 novembre 2019, 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 2019.

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 2019, ainsi que les données comparables de 2018, 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 financiers	3
Vue d'ensemble	4
Indicateurs de rendement clés	11
Stratégie de la Société	11
Mise à jour au troisième trimestre	13
Résultats d'exploitation	16
Secteurs géographiques	31
Activités abandonnées	34
Structure du capital-actions	36
Situation financière	38
Liquidités et ressources en capital	42
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	48
Renseignements financiers trimestriels	50
Mesures non conformes aux IFRS	51
Information prospective	57
Modifications de normes comptables	61
Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	62
Événements postérieurs à la clôture	62

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

- La production s'est établie à 94 % de la production moyenne à long terme (« PMLT ») pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019.
- Les produits ont augmenté de 23 % pour s'établir à 142,8 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 28 % pour s'établir à 107,4 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, ce qui correspond à une marge du BAIIA ajusté de 75,2 %.
- Le BAIIA ajusté proportionnel a augmenté de 24 % pour s'établir à 135,8 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019.
- Le parc éolien Foard City a été complètement mis en service le 27 septembre 2019.
- Accroissement progressif des ventes du projet solaire Phoebe avant sa mise en service complète.
- Placement de 125 M$ de débentures convertibles mené à terme et offre de rachat de débentures convertibles à 4,25 %.

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre[1]		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre[1]	
	2019	2018	2019	2018
RÉSULTATS D'EXPLOITATION		Montants retraités[4, 5]		Montants retraités[4, 5]
Production (MWh)	1 665 362	1 236 722	4 715 820	3 689 774
Produits	142 814	116 464	413 926	343 166
BAIIA ajusté[2]	107 351	83 683	305 842	248 909
Marge du BAIIA ajusté[2]	75,2 %	71,9 %	73,9 %	72,5 %
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	9 896	5 989	(4 977)	7 399
Bénéfice net	9 703	9 456	16 194	11 477
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies[2]	13 585	15 218	(443)	4 591
PROPORTIONNEL				
Production proportionnelle (MWh)[2]	2 149 151	1 652 413	5 875 960	4 603 304
Produits proportionnels[2]	179 816	151 151	490 830	402 651
BAIIA ajusté proportionnel[2]	135 796	109 553	356 311	291 311
ACTIONS ORDINAIRES				
Dividendes déclarés	23 917	22 576	70 650	67 607
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	133 400	132 759	133 229	129 329

	Périodes de douze mois closes les 30 septembre	
	2019	2018
FLUX DE TRÉSORERIE	Montants retraités[4]	Montants retraités[4]
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	213 585	246 761
Flux de trésorerie disponibles[2, 3]	100 455	98 502
Ratio de distribution[2, 3]	93 %	87 %
Ratio de distribution ajusté[2, 3]	77 %	65 %

	Aux	
	30 septembre 2019[6]	31 décembre 2018
SITUATION FINANCIÈRE		
Total de l'actif	6 489 349	6 481 284
Total du passif	5 402 872	5 521 723
Participations ne donnant pas le contrôle	450 120	329 769
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	636 357	629 792

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.
2. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies, la production proportionnelle, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté proportionnel, les flux de trésorerie disponibles, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production proportionnelle est un indicateur de rendement important utilisé par la Société, qui ne peut pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
3. Pour plus d'information sur le calcul et une explication, 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 de normes comptables ».
5. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.
6. Les postes de la situation financière comprennent les actifs et passifs détenus en vue de la vente ainsi que les actifs et passifs découlant des activités poursuivies. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus d'information.

VUE D'ENSEMBLE

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

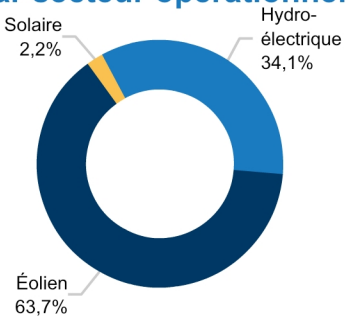
Activités abandonnées
Le 23 mai 2019, la Société a annoncé la réalisation de la vente de sa filiale entièrement détenue Magma Energy Sweden A.B. (« Magma Sweden »), qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »), détentrice de deux centrales géothermiques en exploitation, d'un projet hydroélectrique en développement et de projets potentiels en Islande. Le secteur de la production géothermique est maintenant comptabilisé comme une activité abandonnée. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion pour plus d'information. Par conséquent, les chiffres comparatifs ont été retraités. Sauf indication contraire, les chiffres figurant dans le présent rapport de gestion concernent les activités poursuivies.

Secteurs

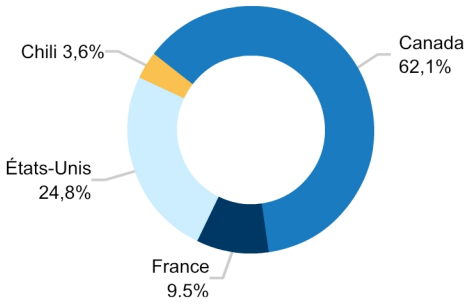
Au 30 septembre 2019, la Société comptait trois secteurs opérationnels et quatre secteurs géographiques.

Secteurs opérationnels	Secteurs géographiques
Production hydroélectrique	Canada
Production éolienne	France
Production solaire	États-Unis
	Chili

Puissance installée nette par secteur opérationnel



Puissance installée nette par secteur géographique



Portefeuille d'actifs

En date du présent rapport de gestion, la Société détient des participations dans trois groupes de projets à différents stades, soit les installations en exploitation, les projets en développement et les projets potentiels.

Installations en exploitation
La Société détient et exploite 67 installations qui ont été mises en service commercial (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et septembre 2019, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,2 années.

Elles vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, de contrats de couverture du prix de l'électricité ou de contrats industriels à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables ou sur le marché libre. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 16,1 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute).

Les CAÉ conclus pour la plupart des installations en exploitation au Canada et en France comprennent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix lié au mois, au jour et à l'heure de la livraison. L'électricité produite par la plupart des installations en exploitation aux États-Unis est vendue par l'entremise d'un CAÉ ou sur le marché libre en utilisant des couvertures du prix de l'électricité financières ou matérielles pour gérer l'exposition au risque du prix du marché. Au Chili, les installations en exploitation vendent l'électricité qu'elles produisent par l'entremise de CAÉ à une clientèle industrielle ou sur le marché libre.

	Nombre d'installations en exploitation[1]	Puissance installée (MW)	
		Brute[2]	Nette[3]
HYDROÉLECTRIQUE			
Canada	33	1 019	713
États-Unis	1	10	10
Chili	3	152	74
Total partiel	37	1 181	797
ÉOLIEN			
Canada	8	908	714
France	15	317	221
États-Unis	3	754	554
Total partiel	26	1 979	1 489
SOLAIRE			
Canada	1	27	27
États-Unis	2	17	16
Chili	1	34	9
Total partiel	4	78	52
Total	67	3 238	2 338

1. Le nombre d'installations en exploitation comprend toutes les installations détenues et exploitées par la Société, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.
2. La puissance installée brute représente la puissance totale de toutes les installations en exploitation d'Innergex, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.
3. La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

Projets en développement

Avec la mise en service du parc éolien Foard City, la Société détient maintenant une participation dans sept projets en développement, dont deux sont en construction. La mise en service commerciale de ces projets est prévue entre 2019 et 2022 (les « projets en développement »). Pour un complément d'information sur les projets en développement, se reporter à la rubrique « Mise à jour au troisième trimestre ».

	Nombre de projets en développement	Puissance installée (MW)	
		Brute[1]	Nette[2]
HYDROÉLECTRIQUE			
Québec	1	8	4
Chili	2	125	47
	3	133	51
SOLAIRE			
États-Unis	4	495	495
Total	7	628	546

1. La puissance installée brute représente la puissance totale des projets en développement d'Innergex, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.
2. La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

Projets potentiels

La Société détient également des participations dans de nombreux projets potentiels qui sont à différents stades de développement. Des droits de propriété foncière, 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, ont été obtenus pour certains projets (collectivement, les « projets potentiels »). La liste de projets potentiels est revue annuellement afin d'y ajouter des projets ou d'en retrancher, selon la possibilité d'avancement qu'ils présentent.

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

	Projets potentiels			
	Puissance prévue brute (MW)[1]			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Total
Canada	1 007	4 825	400	6 232
États-Unis	—	920	95	1 015
France	—	205	—	205
Chili	125	162	28	315
Total	1 132	6 112	523	7 767

1. Seule la puissance installée brute des projets potentiels est fournie étant donné que la puissance nette n'est pas encore définie à cette étape-ci.

Propriété partagée

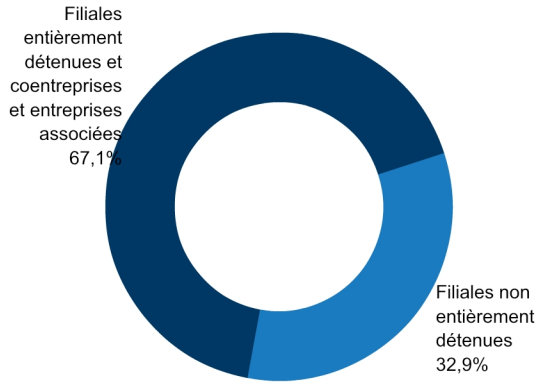
La Société partage la propriété de certaines installations en exploitation et de certains projets en développement et projets potentiels avec des partenaires commerciaux, financiers, locaux ou autochtones.

Filiales non entièrement détenues
Certaines installations en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle sont significatives sont traitées comme des filiales non entièrement détenues. Les résultats de ces installations sont inclus dans les résultats consolidés de la Société. Le sommaire de leurs comptes de résultat et états du résultat global et le sommaire de leurs états de la situation financière sont présentés à la fin de chaque exercice financier dans le rapport annuel.

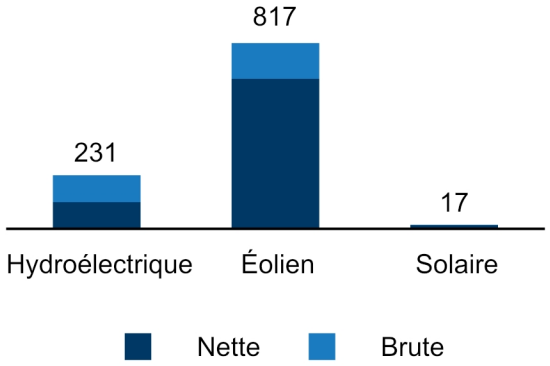
	Installations en exploitation	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Sources d'énergie	Lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société 30 septembre 2019
Spartan Holdings, LLC	Spartan	11	11	Solaire	Michigan	100,00 % [1]
Muko Partnership Holdings, LLC	Kokomo	6	5	Solaire	Indiana	90,00 % [1]
Harrison Hydro Limited Partnership et ses filiales	Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River	150	75	Hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,01 %
Kwoiek Creek Resources Limited Partnership	Kwoiek Creek	50	25	Hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,00 % [2]
Innergex Sainte-Marguerite S.E.C.	Sainte-Marguerite	31	15	Hydroélectrique	Québec	50,01 %
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	15 parcs éoliens situés en France	317	221	Éolienne	France	69,55 %
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.	Mesgi'g Ugju's'n	150	75	Éolienne	Québec	50,00 % [2,3]
Foard City Holdings, LLC	Foard City	350	350	Éolienne	Texas	100,00 % [1]
		1 065	777			

1. La participation correspond à la participation de commanditaire; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.
2. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.
3. La Société détient une participation comportant droit de vote de 50 % et une participation participative de 72,4 % en 2019 (la participation devrait s'amenuiser au fil des ans).

Puissance installée brute attribuable aux filiales non entièrement détenues



Puissance installée des filiales non entièrement détenues par secteur opérationnel



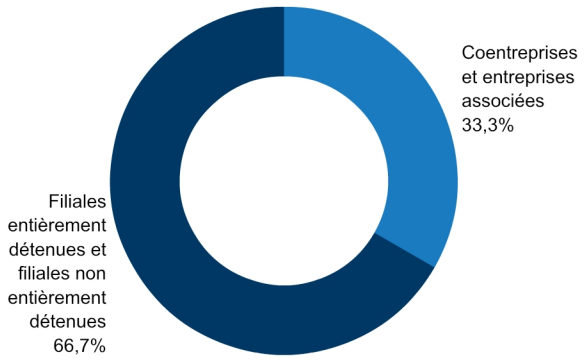
Coentreprises et entreprises associées

Certaines installations en exploitation sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Le sommaire de leurs comptes de résultat et états du résultat global et le sommaire de leurs états de la situation financière sont présentés dans le rapport annuel chaque fin d'exercice à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ». La quote-part de la production, des produits et du BAIIA ajusté des coentreprises et entreprises associées d'Innergex est incluse dans les mesures proportionnelles de la Société.

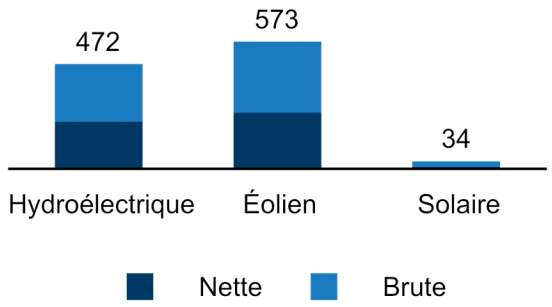
	Installations en exploitation	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Sources d'énergie	Lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société 30 septembre 2019
Toba Montrose General Partnership	East Toba et Montrose Creek	235	94	Hydroélectrique	Colombie-Britannique	40,00 % [1]
Shannon Group Holdings, LLC	Shannon	204	102	Éolienne	Texas	50,00 % [2]
Flat Top Group Holdings, LLC	Flat Top	200	102	Éolienne	Texas	51,00 % [2, 3]
Dokie General Partnership	Dokie	144	37	Éolienne	Colombie-Britannique	25,50 %
Jimmie Creek Limited Partnership	Jimmie Creek	62	32	Hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,99 % [3]
Energía Llaima SpA	Guayacán, Peuchén, Mampil et Pampa Elvira	186	84	Hydroélectrique Solaire	Chili	50,00 %
Umbata Falls L.P.	Umbata Falls	23	11	Hydroélectrique	Ontario	49,00 %
Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C.	Viger-Denonville	25	12	Éolienne	Québec	50,00 %
		1 079	474			

1. La Société détient une participation comportant droit de vote de 51 % et une participation économique participative de 40 %. En 2046, la participation économique de la Société passera à 51 % sans aucune contrepartie additionnelle.
2. La participation correspond à la participation de commanditaire; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.
3. La Société ne consolide pas l'entité, car elle n'a pas le plein contrôle sur le processus décisionnel.

Puissance installée brute attribuable aux coentreprises et entreprises associées



Puissance installée des coentreprises et entreprises associées par secteur opérationnel



Participation au partage fiscal

La Société détient des participations dans certaines installations qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. Compte tenu de son portefeuille actuel d'installations d'énergie renouvelable, la Société ne peut pas pleinement monétiser ces incitatifs fiscaux. Afin de tirer pleinement profit de ces incitatifs, la Société s'associe à des investisseurs participant au partage fiscal (« IPF ») qui investissent dans ces installations en échange des crédits d'impôt.

Certaines structures de financement des IPF comprennent un accord de financement partiel avec apport de paiements à l'utilisation aux termes duquel, lorsque la production annuelle réelle en MWh dépasse un certain niveau, les IPF sont tenus de verser un apport en trésorerie (l'« apport de paiements à l'utilisation ») à la Société. L'accord avec apport de paiements à l'utilisation a donné lieu à une baisse du placement initial des IPF et leur confère une certaine protection contre le potentiel de sous-performance de l'actif.

Programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP »)
Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux parcs éoliens de recevoir des crédits d'impôt créés pour chaque MWh de production au cours des dix premières années d'exploitation du parc. Les IPF se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP produits et une partie de la trésorerie générée par l'installation 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 faible part de la trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation sera répartie entre les IPF.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF[1]	Placement initial des IPF (M$)	Génération annuelle attendue des CIP[3] (M$)	Apport de paiements à l'utilisation annuels attendu (M$)	Répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP aux IPF	Répartition des distributions en trésorerie aux IPF
Shannon[1, 2]	2015	2025	292,4	23,6	—	99,00 %	64,10 %
Flat Top[1, 2]	2018	2028	282,4	28,9	—	99,00 %	49,84 %
Foard City[2]	2019	2029	372,7	43,1	4,9 [4]	99,00 %	5,00 %

1. Les distributions en trésorerie des IPF sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis la mise en service commerciale. Une baisse de la production pourrait entraîner une distribution en trésorerie plus élevée aux IPF ou un changement de point de basculement.
2. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Flat Top et Foard City, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. 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.
3. Selon la PMLT brute estimée et les 25 $ US/MWh produits en vertu des CIP pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, convertis en dollars canadiens à un taux de 1,3243. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle.
4. Estimation de l'apport de paiements à l'utilisation annuel moyen sur la base de la PMLT brute estimée (1 303 GWh) des CIP pour chaque exercice allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,3243. L'apport de paiements à l'utilisation variera en fonction de la production réelle dépassant 1 165 GWh, jusqu'à un maximum de 4,9 M$.

Programme de crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux parcs éoliens et solaires de recevoir un crédit d'impôt fédéral unique, calculé en fonction des coûts en capital des installations. Les projets dont la construction a commencé en 2019 sont admissibles à des CII de 30 %. Les crédits passeront ensuite à 26 % pour les projets dont la construction a commencé en 2020, puis à 22 % en 2021 et à 10 % par la suite.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF	Placement initial des IPF (M$)	Répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII aux IPF	Répartition des distributions privilégiées en trésorerie aux IPF
Kokomo[1]	2016	2022	5,2	99,0 %	2,00 % du placement initial des IPF[2]
Spartan[1]	2017	2023	13,0	99,0 %	2,00 % du placement initial des IPF[2]
Phoebe[1]	2019	2026	49,8	99,0 %[4]	10,62 % en sus de la distribution prioritaire[3]

1. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Kokomo, Spartan et Phoebe, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. 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.
2. La répartition des distributions privilégiées en trésorerie de 2,00 % du placement initial des IPF durera cinq ans à partir de la date de mise en service commerciale pour Kokomo (jusqu'au 31 décembre 2021) et Spartan (jusqu'au 31 décembre 2022). Après ces dates, les IPF recevront un pourcentage des distributions en trésorerie des projets, soit de 17,5 % pour Kokomo et de 10,86 % pour Spartan.
3. Les montants des distributions en trésorerie de Phoebe à l'IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat de l'IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs au seuil défini sont distribués aux taux de 10,62 % et de 89,38 % à l'IPF et à Innergex, respectivement.
4. La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'IPF sera de 99 % jusqu'au 15 février 2020, sera ensuite de 66,67 % du 15 février 2020 au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,0 % jusqu'au point de basculement des IPF.

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

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

Indicateurs de rendement clés liés à la production

Dans son évaluation des résultats d'exploitation, la Société compare la production d'électricité réelle avec la production moyenne à long terme (« PMLT »), qui est établie afin de prévoir la production à long terme attendue pour chacune des installations.

- Comparaison de la production en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh ») par rapport à la PMLT
- Production et production proportionnelle

Indicateurs de rendement clés financiers

- Produits et produits proportionnels
- BAIIA ajusté, marge du BAIIA ajusté, BAIIA ajusté proportionnel
- Bénéfice net (perte nette) ajusté(e)
- Flux de trésorerie disponibles
- 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.

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.

Production d'énergie renouvelable

La Société est vouée à la production d'électricité exclusivement à partir de sources d'énergie renouvelables et durables en tenant compte de considérations économiques, sociales et environnementales.

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 et de l'ensoleillement. Des ressources 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, 26 parcs éoliens 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 et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

	PMLT consolidée et saisonnalité trimestrielle[1]									
En GWh et %	T1		T2		T3		T4		Total	
HYDROÉLECTRIQUE	370	12 %	1 065	36 %	1 002	33 %	581	19 %	3 018	41 %
ÉOLIEN	1 298	30 %	1 014	23 %	826	19 %	1 217	28 %	4 355	58 %
SOLAIRE	12	19 %	21	34 %	20	32 %	9	15 %	62	1 %
Total	1 680	23 %	2 100	28 %	1 848	25 %	1 807	24 %	7 435	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 12 novembre 2019. 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. La comparaison de la production par rapport à la PMLT représente un indicateur de rendement clé pour la Société. Se reporter à la rubrique « Indicateurs de rendement clés » pour plus d'information.

Acquisition d'actifs de qualité

Les acquisitions représentent un volet important de la stratégie commerciale de la Société. Toute percée que nous réalisons sur un nouveau marché accroît notre rayonnement et la diversification de nos activités et multiplie les occasions de croissance. De même, le renforcement de notre présence dans les endroits où nous sommes déjà établis, notamment sur le marché canadien, nous permet de raffermir notre position de chef de file dans le secteur de l'énergie renouvelable. Nous demeurerons concentrés sur la production d'électricité exclusivement à partir de sources d'énergie renouvelables et nous continuerons d'explorer les avenues technologiques récentes qui pourraient créer de nouvelles occasions.

Établissement de relations stratégiques

Soigner nos relations afin qu'elles se transforment en de partenariats à long terme constitue le fondement de notre stratégie commerciale et de nos valeurs. Nos projets réussissent grâce à l'appui de nos partenaires financiers, commerciaux, autochtones ou municipaux qui détiennent une participation dans nos installations, ainsi qu'à notre conception de la collaboration, de la transparence, de l'intégrité et de la responsabilité.

Poursuite d'occasions de croissance

La transition vers une économie faible en carbone sera menée par le secteur de l'énergie renouvelable. Innergex se trouve dans une bonne position pour poursuivre sa croissance stratégique en développant, en acquérant et en exploitant davantage de projets d'énergie renouvelable de haute qualité, et continuera de soutenir le développement de solutions en matière d'énergie renouvelable.

Atteinte de résultats exceptionnels

Innergex estime que ses réalisations actuelles ont été rendues possibles grâce à sa main-d'œuvre hautement qualifiée et à sa culture axée sur l'excellence, la responsabilisation et la collaboration et que ces attributs sont garants de ses réalisations futures. Le savoir collectif de ses employés, leurs talents, leurs habiletés, leur expérience et leur capacité de faire preuve de jugement ont toujours été essentiels à la réussite de la Société à long terme. L'équipe de direction a fait ses preuves en ce qui a trait à l'exécution de projets qui respectent à la fois les échéanciers et les budgets. De plus, la Société entretient des liens avec bon nombre de partenaires spécialisés, comme des cabinets d'ingénierie et des professionnels de la surveillance environnementale, auxquels elle peut avoir recours lorsqu'une expertise en dehors de son champ de compétence s'avère nécessaire.

MISE À JOUR AU TROISIÈME TRIMESTRE

Développement de la Société

Rachat de débentures

- Le 5 septembre 2019, la Société a émis un avis de rachat et d'expiration du privilège de conversion visant les débentures à 4,25 % en circulation d'un capital global impayé de 100 M$ venant à échéance le 31 août 2020 (les « débentures convertibles à 4,25 % »). De ce capital global, 45,7 M$ ont été convertis à la demande des porteurs en 3 049 530 actions ordinaires de la Société au prix de conversion de 15 $ par action.

Placement de débentures

- Le 30 septembre 2019, la Société a mené à terme son placement par voie de prise ferme de débentures subordonnées non garanties convertibles (les « débentures ») d'un capital global de 125 M$, à un prix de 1 000 $ par tranche de 1 000 $ de capital de débentures, portant intérêt au taux de 4,65 % par année, payable semestriellement à terme échu le 31 octobre et le 30 avril de chaque année à compter du 30 avril 2020 (les « débentures à 4,65 % »).

  Le produit net du placement des débentures à 4,65 % a été initialement affecté au remboursement par anticipation de la dette aux termes de la facilité de crédit à terme renouvelable de la Société, dont les fonds étaient alors disponibles, au besoin, pour financer le rachat de la totalité des débentures convertibles à 4,25 % en circulation. Le produit net restant pourra être prélevé, le cas échéant, pour financer des projets de développement et d'autres occasions de croissance ou aux fins générales de l'entreprise.

- Le 2 octobre 2019, la Société a annoncé qu'elle a émis un montant total additionnel de 18,75 M$ de capital de débentures à 4,65 % à la suite de l'exercice complet de l'option de surallocation octroyée aux preneurs fermes dans le cadre du placement de débentures à 4,65 % (l' « option de surallocation »).

  Après avoir pris en compte l'option de surallocation, la Société a généré un produit total brut de 143,75 M$ en vertu du placement, duquel un montant de 13,3 M$ a été utilisé pour racheter les débentures convertibles à 4,25 %.

Activités de développement

	Emplacement	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de mise en service	PMLT brute estimée[1] (GWh)	Durée du CAÉ (années)
HYDROÉLECTRIQUE (Chili)					
Frontera	Biobío	109,0	2022	464,0	-[2]
El Canelo	Cordillera	16,0	2022	90,0	-[2]
SOLAIRE (États-Unis)					
Hillcrest	Ohio	200,0	2020	410,0	-[2]
Hale Kuawehi	Hawaii	30,0[3]	2022	87,4	25
Paeahu	Hawaii	15,0[3]	2022	41,2	25

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. L'électricité sera vendue sur le marché libre ou par l'entremise de CAÉ qui n'ont pas encore été signés.
3. Projets solaires disposant d'une capacité de stockage par batteries de 120 MWh pour Hale Kuawehi et de 60 MWh pour Paeahu.

Frontera

- Le processus de financement a bien progressé au cours du trimestre.
- Tous les permis importants ont été obtenus et les dernières tenures foncières nécessaires à la construction sont sur le point d'être finalisées, y compris la ligne de transmission. De plus, le budget de construction est sur le point d'être confirmé et les négociations avec les entrepreneurs et les fournisseurs vont bon train dans le but de pouvoir démarrer la construction dès septembre 2020, en fonction de la progression du financement.

El Canelo

- La conception du projet est en cours de révision afin de solutionner diverses difficultés qui ont occasionné des retards quant à la délivrance des permis.
- Le projet se trouve à un point critique, et une décision sur son avenir pourrait être prise dans les mois à venir.

Hillcrest

- Des négociations avancées sont en cours avec un important client commercial en vue de vendre l'électricité produite par l'installation aux termes d'un CAÉ à long terme, la conclusion du CAÉ étant prévue au quatrième trimestre de 2019.
- Un ordre de démarrage limité a été conclu avec une société en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») pour l'exécution de contrats d'approvisionnement en tables et en convertisseurs, de travaux de conception des projets et d'essai sur site des pieux. L'objectif actuel est de conclure le contrat d'IAC pour l'intégralité du projet au quatrième trimestre de 2019, avant la mobilisation du site d'ici la fin de l'année.

Hale Kuawehi

- Des études environnementales et techniques sont en cours, ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis.
- 30 % de l'application technique de la conception est en cours et sera achevée au cours du premier trimestre de 2020.

Paeahu

- Le calendrier procédural de la Public Utilities Commission pour l'approbation du CAÉ est en suspens. Une audience relative à la contestation de cette décision devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2019 pour répondre aux préoccupations d'un groupe d'opposition composé de résidents des environs.
- Des études environnementales et techniques sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis. La demande de permis d'utilisation spéciale sera déposée au premier trimestre de 2020 et fera probablement l'objet d'une opposition de la part du même groupe.

Activités de construction

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de mise en service	PMLT brute estimée[1] (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets	Prévisions, moyenne des cinq premières années	
						Estimés[1] (M$)	Produits[1] (M$)	BAIIA ajusté[1, 2] (M$)
SOLAIRE (États-Unis)								
Phoebe	100,0 [3]	250,0	2019	715,8	12	525,7 [4]	31,3 [4]	24,2 [4]
HYDROÉLECTRIQUE (Québec)								
Innavik	50,0	7,5	2022	54,7	40	125,0 [5]	11,0 [5]	8,9 [5]
Total		257,5		770,5		650,7	42,3	33,1

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. 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.
3. La participation correspond à une participation de commanditaire de 100 %. Toutefois, un investisseur participant au partage fiscal détient la totalité des participations au partage fiscal.
4. Le coût total du projet est estimé à 397,0 M$ US. Les produits prévus s'élèvent à 23,6 M$ US et le BAIIA ajusté prévu, à 18,3 M$ US, convertis à un taux de 1,3243.
5. Correspond à 100 % de cette installation.

Phoebe

Au troisième trimestre de 2019, l'entrepreneur a terminé la construction du projet et l'installation a atteint sa pleine production.

- Toutes les installations électriques, de modules et du réseau collecteur ont été achevées en août.
- Il y a 7 blocs de modules qui forment le projet. Les deux derniers blocs (1 et 6) ont été mis en ligne à la fin août, permettant au parc solaire d'atteindre sa pleine production de 250 MW.
- Le bâtiment d'exploitation et d'entretien a été achevé et l'équipe de l'exploitation de First Solar a pris en charge les activités du parc solaire. First Solar assurera l'exploitation du projet pour les cinq premières années, dans le cadre d'une entente globale d'exploitation et d'entretien.
- La démobilisation du projet a commencé par le nettoyage des zones de dépôt et de bureaux du site ainsi que par les derniers travaux de correction de défauts.
- La troisième partie des essais du réseau électrique ERCOT a débuté en septembre et s'est terminée en novembre. La mise en service commerciale du projet devrait être complétée en novembre 2019.
- La totalité de l'électricité produite par les blocs en ligne pendant la période a été vendue.
- Les coûts de construction sont conformes au budget à ce stade, s'établissant à 377,7 M$ US (500,2 M$) à la fin septembre.

- 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.
- Les prévisions antérieures, qui prévoyaient une PMLT brute estimée annuelle de 738,0 GWh, des produits annuels d'environ 25,6 M$ US (33,9 M$) et un BAIIA ajusté annuel d'environ 19,6 M$ US (26,0 M$), ont été revues pour tenir compte de divers facteurs de production et s'établissent maintenant à 715,8 GWh, à 23,6 M$ US (31,3 M$) et à 18,3 M$ US (24,2 M$), respectivement.

Innavik
Au troisième trimestre de 2019, le Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a émis le certificat d'autorisation du projet.

- Un ordre de démarrage limité a été signé en août 2019.
- Les premiers équipements de construction ont été livrés en septembre, et les travaux de construction devraient commencer au deuxième trimestre de 2020.
- Le campement des travailleurs sur le site est en cours de finalisation.
- Un CAÉ d'une durée de 40 ans a été conclu avec Hydro-Québec Distribution le 27 mai 2019, lequel devrait entrer en vigueur au quatrième trimestre de 2022. Le CAÉ est assujetti à l'approbation de la Régie de l'énergie du Québec, laquelle est attendue au premier trimestre de 2020.

Activités de mise en service

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de mise en service	PMLT brute estimée[1] (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets	Prévisions, moyenne des cinq premières années	
						Estimés[1] (M$)	Produits[1] (M$)	BAIIA ajusté[1, 2] (M$)
ÉOLIEN (États-Unis)								
Foard City	100,0 [3]	350,3 [4]	2019 [4]	1 303,3 [4]	12 [5]	534,5 [4]	26,1 [4]	12,1 [4]

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. 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.
3. La participation correspond à une participation de commanditaire de 100 %. Toutefois, un investisseur participant au partage fiscal détient la totalité des participations au partage fiscal.
4. Le coût total du projet est estimé à 403,6 M$ US. Les produits prévus s'élèvent à 19,7 M$ US et le BAIIA ajusté prévu, à 9,1 M$ US, convertis à un taux de 1,3243.
5. CAÉ pour 300 MW.

Foard City
Au troisième trimestre de 2019, la Société a complété la mise en service commerciale du parc éolien Foard City de 350,3 MW, un projet composé de 139 éoliennes GE, réparties sur 31 449 acres dans le comté de Foard au Texas. Le parc éolien bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 12 ans avec Vistra Energy portant sur 300 MW de sa puissance installée totale. Le reste de la production du projet recevra un prix à la valeur du marché.

Parallèlement à la mise en service, la facilité d'emprunt liée à la construction de 290,9 M$ US (385,2 M$), dont une somme de 259,8 M$ US (343,1 M$) a été utilisée, a été remboursée par un investissement lié à la participation au partage fiscal de 282,3 M$ US (372,7 M$), et 23,4 M$ US (30,9 M$) ont été convertis en une facilité de prêt à terme de 7 ans avec une période d'amortissement de 10 ans.

Le projet bénéficiera de la totalité des CIP, représentant 0,025 $ US par kWh d'électricité produite pour les 10 premières années d'exploitation; ce qui s'établit à environ 32,6 M$ US (43,1 M$) par année après impôt ajusté à l'inflation annuellement et qui, jumelé aux autres attributs fiscaux, supportera le financement au partage fiscal de 282,3 M$ US (372,7 M$).

Le parc éolien Foard City devrait produire une moyenne à long terme brute d'environ 1 303 GWh et générer des produits annuels prévus d'environ 19,7 M$ US (26,1 M$) et un BAIIA ajusté annuel prévu d'environ 9,1 M$ US (12,1 M$), compte non tenu du paiement à l'utilisation. Les produits annuels prévus et le BAIIA ajusté annuel prévu ont été revus pour tenir compte des hypothèses révisées à l'égard de la congestion du transport d'électricité. Les prévisions antérieures prévoyaient des produits de 21,8 M$ US (28,9 M$) et un BAIIA ajusté de 14,1 M$ US (18,7 M$).

Les coûts de construction s'établissent à 378,4 M$ US (501,1 M$) à la fin de septembre.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Production d'électricité

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2018.

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre					
	2019			2018 (montants retraités[5])		
Secteur de l'énergie	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDROÉLECTRIQUE						
Québec	142 039	180 225	79 %	150 902	180 225	84 %
Ontario	2 269	8 233	28 %	7 477	8 233	91 %
Colombie-Britannique	714 892	796 474	90 %	707 332	796 474	89 %
États-Unis	15 694	16 694	94 %	14 126	16 694	85 %
Total partiel	874 894	1 001 626	87 %	879 837	1 001 626	88 %
ÉOLIEN						
Québec[2]	460 212	422 148	109 %	234 976	227 748	103 %
France	127 718	140 544	91 %	100 029	140 544	71 %
États-Unis[3]	43 331	43 331	100 %	—	—	— %
Total partiel	631 261	606 023	104 %	335 005	368 292	91 %
SOLAIRE						
Ontario	14 202	12 283	116 %	13 969	12 370	113 %
États-Unis[4]	145 005	145 161	100 %	7 911	8 170	97 %
Total partiel	159 207	157 444	101 %	21 880	20 540	107 %
Total	1 665 362	1 765 093	94 %	1 236 722	1 390 458	89 %
GÉOTHERMIE[6, 7]						
Islande	—	—	— %	328 080	319 740	103 %

1. Certaines installations 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.
2. La production et la PMLT reflètent la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier le 24 octobre 2018. Les PMLT ont été revues au moment de l'acquisition.
3. Le projet éolien Foard City a été mis en service le 27 septembre 2019. Les PMLT seront ajustées au quatrième trimestre pour tenir compte d'une période complète.
4. Les blocs de modules du projet solaire Phoebe ont graduellement produit de l'énergie. Les PMLT seront ajustées au quatrième trimestre pour tenir compte d'une période complète.
5. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
6. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.
7. La production et la PMLT étaient de néant pour la période en 2019, contre une période complète en 2018.

Dans l'ensemble, les centrales **hydroélectriques** ont produit 87 % de leur PMLT, en raison surtout :

- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans certaines régions de la Colombie-Britannique;
- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans certaines centrales du Québec.

Dans l'ensemble, les parcs **éoliens** ont produit 104 % de leur PMLT, en raison :

- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au Québec.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France.

Dans l'ensemble, les parcs **solaires** ont produit 101 % de leur PMLT, en raison :

- de l'ensoleillement supérieur à la moyenne en Ontario.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 s'est élevée à 1 665 362 MWh, par rapport à 1 236 722 MWh pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 35 % est attribuable principalement :

- à l'apport de la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en 2018;
- à l'accroissement progressif de la production du projet solaire de Phoebe;
- à la mise en service du parc éolien Foard City le 27 septembre 2019;
- à l'accroissement de la production en France.

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2018.

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2019			2018 (montants retraités[5])		
Secteur de l'énergie	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDROÉLECTRIQUE						
Québec	501 854	518 444	97 %	492 322	518 444	95 %
Ontario	45 771	53 332	86 %	50 604	53 332	95 %
Colombie-Britannique	1 638 644	1 822 904	90 %	1 709 257	1 822 904	94 %
États-Unis	35 490	41 577	85 %	42 896	41 577	103 %
Total partiel	2 221 759	2 436 257	91 %	2 295 079	2 436 257	94 %
ÉOLIEN						
Québec[2]	1 778 425	1 640 563	108 %	880 210	884 216	100 %
France	482 678	525 374	92 %	461 559	525 374	88 %
États-Unis[3]	43 331	43 331	100 %	—	—	— %
Total partiel	2 304 434	2 209 268	104 %	1 341 769	1 409 590	95 %
SOLAIRE						
Ontario	34 209	31 480	109 %	34 414	31 702	109 %
États-Unis[4]	155 418	158 080	98 %	18 512	20 355	91 %
Total partiel	189 627	189 560	100 %	52 926	52 057	102 %
Total	4 715 820	4 835 085	98 %	3 689 774	3 897 904	95 %
GÉOTHERMIE[6, 7]						
Islande	545 424	505 395	108 %	845 297	834 608	101 %

1. Certaines installations 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.
2. La production et la PMLT reflètent la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier le 24 octobre 2018. Les PMLT ont été revues au moment de l'acquisition.
3. Le projet éolien Foard City a été mis en service le 27 septembre 2019. Les PMLT seront ajustées au quatrième trimestre pour tenir compte d'une période complète.
4. Les blocs de modules du projet solaire Phoebe ont graduellement produit de l'énergie. Les PMLT seront ajustées au quatrième trimestre pour tenir compte d'une période complète.
5. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
6. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.
7. Production et PMLT pour la période du 1er janvier 2019 au 23 mai 2019, contre une période allant du 6 février au 30 juin en 2018.

Dans l'ensemble, les centrales **hydroélectriques** ont produit 91 % de leur PMLT, en raison surtout :

- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans la plupart des centrales de la Colombie-Britannique découlant principalement des températures froides pendant l'hiver;
- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans certaines centrales du Québec.

Dans l'ensemble, les parcs **éoliens** ont produit 104 % de leur PMLT, en raison :

- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au Québec.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France.

Dans l'ensemble, les parcs **solaires** ont produit 100 % de leur PMLT, en raison :

- de l'ensoleillement supérieur à la moyenne en Ontario.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- l'ensoleillement inférieur à la moyenne aux États-Unis.

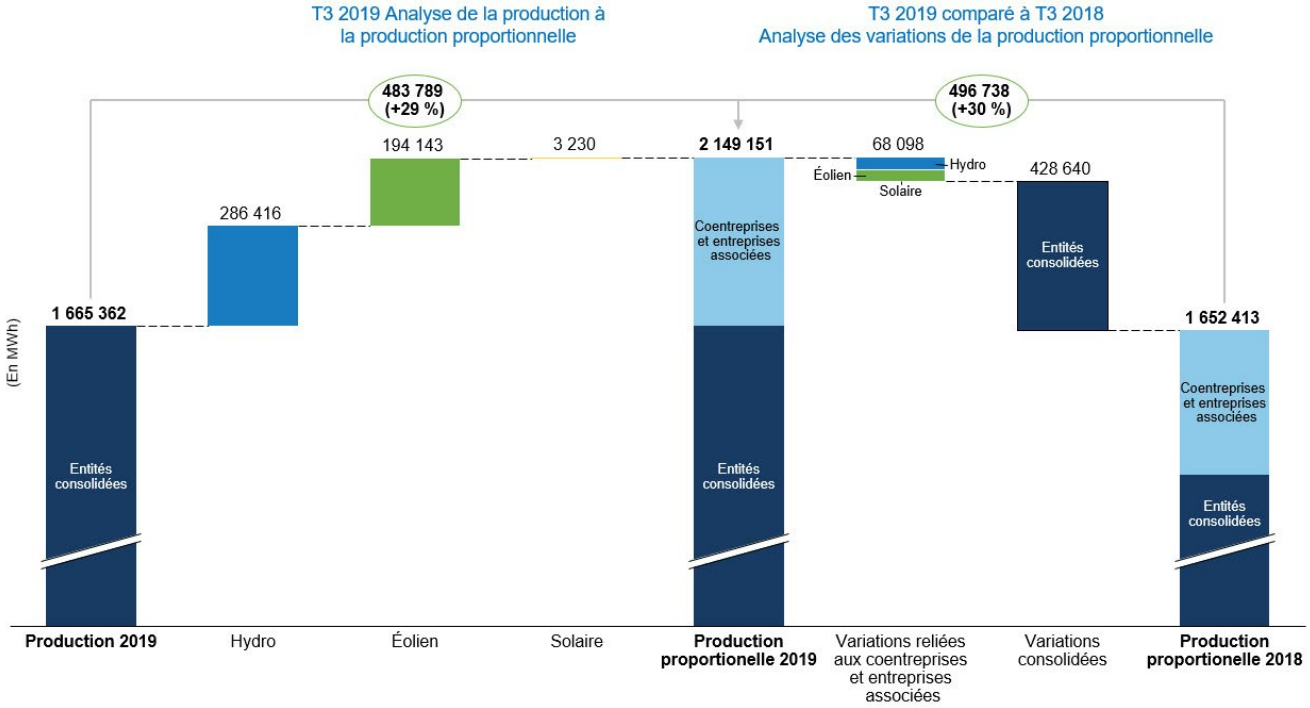
La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 s'est établie à 4 715 820 MWh, par rapport à 3 689 774 MWh pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 28 % est attribuable principalement :

- à l'apport de la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en 2018;
- à l'accroissement progressif de la production du projet solaire de Phoebe;
- à la mise en service du parc éolien Foard City le 27 septembre 2019.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique.

Production proportionnelle[1]



1. La production proportionnelle est un « indicateur du rendement clé » pour la Société, qui ne peut faire l'objet d'un rapprochement avec 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 » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La production proportionnelle des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 286 416 MWh (102 % de leur PMLT) au troisième trimestre de 2019, en hausse de 14 % comparativement à 250 411 MWh (91 % de leur PMLT) au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport plus élevé des centrales de la Colombie-Britannique en raison des débits d'eau supérieurs à la moyenne;
- de l'apport plus élevé des centrales du Chili en raison des débits d'eau supérieurs à la moyenne.

La production proportionnelle des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées s'est établie à 194 143 MWh (104 % de leur PMLT) au troisième trimestre de 2019, en hausse de 20 % par rapport à 161 984 MWh (87 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport plus élevé des parcs éoliens Flat Top et Shannon au Texas.

La production proportionnelle du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 3 230 MWh (88 % de leur PMLT) au troisième trimestre de 2019, par rapport à 3 296 MWh (93% de leur PMLT) à la même période l'an dernier.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La production proportionnelle des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 492 507 MWh (100 % de leur PMLT) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, en hausse de 21 % par rapport à 408 169 MWh (97 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018;
- de l'apport plus élevé des centrales de la Colombie-Britannique découlant des débits d'eau supérieurs à la moyenne.

La production proportionnelle des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées s'est établie à 657 835 MWh (98 % de leur PMLT) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, en hausse de 31 % par rapport à 502 065 MWh (96 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport du parc éolien Flat Top mis en service le 23 mars 2018;
- de l'apport de l'acquisition d'Alterra réalisée le 6 février 2018.

La production proportionnelle du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 9 798 MWh (91 % de leur PMLT) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, en hausse de 197 % par rapport à 3 296 MWh (93 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier. L'ajout du parc solaire Pampa Elvira, qui faisait partie de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018, explique cette hausse.

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2019	2018	Variation		2019	2018	Variation	
		Montants retraités[3, 4]				Montants retraités[3, 4]		
Produits	142 814	116 464	26 350	23 %	413 926	343 166	70 760	21 %
Charges d'exploitation	24 403	22 325	2 078	9 %	72 147	61 644	10 503	17 %
Frais généraux et administratifs	7 731	6 684	1 047	16 %	25 272	20 479	4 793	23 %
Charges liées aux projets potentiels	3 329	3 772	(443)	(12) %	10 665	12 134	(1 469)	(12) %
BAIIA ajusté[1]	107 351	83 683	23 668	28 %	305 842	248 909	56 933	23 %
Marge du BAIIA ajusté[1]	75,2 %	71,9 %			73,9 %	72,5 %		
Charges financières	59 474	47 939	11 535	24 %	170 704	140 814	29 890	21 %
Autres (produits) charges, montant net	(3 917)	313	(4 230)	(1 351) %	(2 639)	5 319	(7 958)	(150) %
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	48 343	36 271	12 072	33 %	141 558	108 971	32 587	30 %
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées[2]	(16 225)	(11 192)	(5 033)	45 %	(9 193)	(10 276)	1 083	(11) %
Perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers	6 031	1 897	4 134	218 %	9 225	(3 897)	13 122	(337) %
Charge d'impôt	3 749	2 466	1 283	52 %	1 164	579	585	101 %
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	9 896	5 989	3 907	65 %	(4 977)	7 399	(12 376)	(167) %
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées	(193)	3 467	(3 660)	(106)%	21 171	4 078	17 093	419 %
Bénéfice net	9 703	9 456	247	3 %	16 194	11 477	4 717	41 %
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	14 085	10 736	3 349	31 %	18 117	17 450	667	4 %
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 382)	(1 280)	(3 102)	242 %	(1 923)	(5 973)	4 050	(68) %
	9 703	9 456	247	3 %	16 194	11 477	4 717	41 %
Bénéfice net (perte nette) par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) ($)	0,10	0,06			(0,04)	0,09		
Bénéfice net par action attribuable aux propriétaires, de base et dilué ($)	0,09	0,07			0,10	0,10		

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. Certaines installations 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.
3. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
4. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.

Produits

En hausse de 23 %, à 142,8 M$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
En hausse de 21 %, à 413,9 M$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
Secteur de l'énergie	2019	2018	Variation	2019	2018	Variation
		Montants retraités[1, 2]			Montants retraités[1, 2]	
Hydroélectrique	74 440	74 698	(258)	178 969	185 376	(6 407)
Éolien	54 778	34 905	19 873	211 797	141 069	70 728
Solaire	13 596	6 861	6 735	23 160	16 721	6 439
Produits	142 814	116 464	26 350	413 926	343 166	70 760

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
2. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La diminution des produits tirés du secteur de la production **hydroélectrique** est principalement attribuable :

- à la baisse de la production dans les centrales du Québec et de l'Ontario.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- la hausse des prix de vente moyens de certaines centrales en Colombie-Britannique.

L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** s'explique principalement par :

- la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en octobre 2018;
- l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens français découlant de la hausse de la production.

L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **solaire** est attribuable :

- à l'accroissement progressif de la production du projet solaire Phoebe.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La diminution des produits tirés du secteur de la production **hydroélectrique** est principalement attribuable :

- à la diminution des produits générés en Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable nette de la baisse de la production sur la hausse des prix de vente moyens de certaines centrales;
- à la diminution des produits générés au Québec découlant de la baisse des prix de vente moyens de certaines centrales.

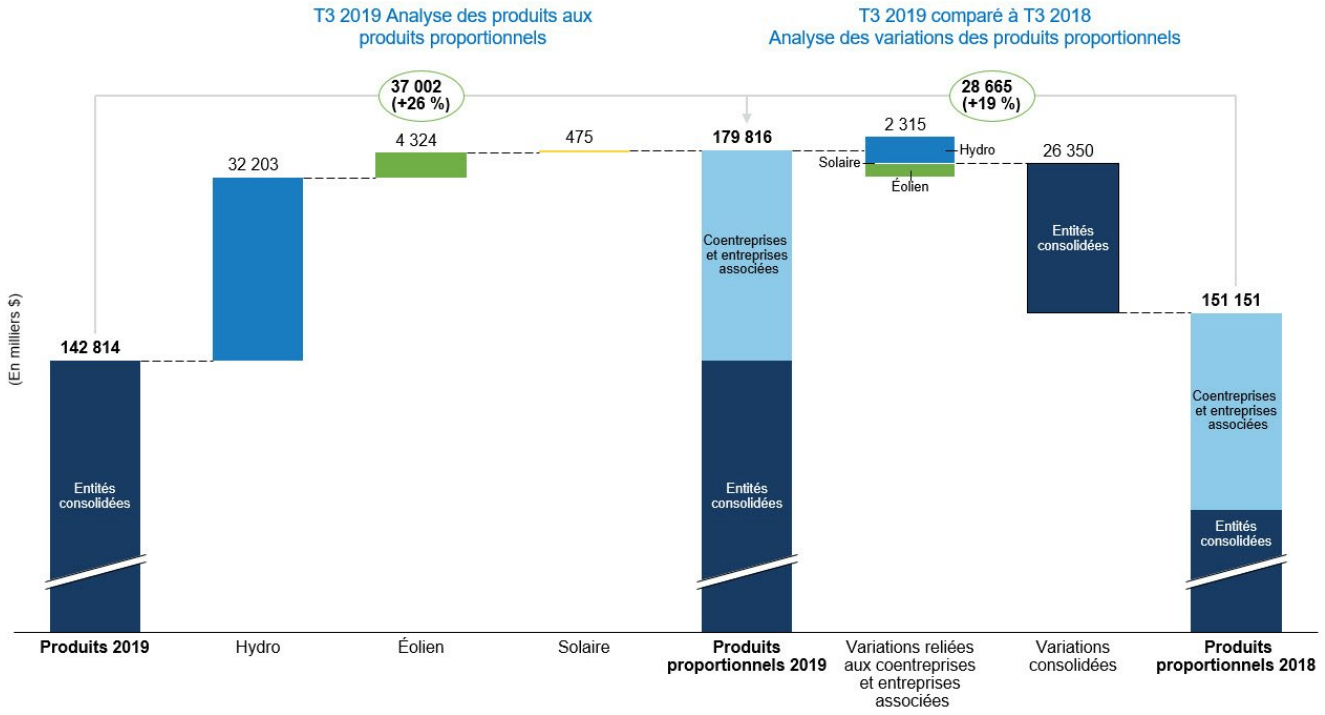
L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** s'explique principalement par :

- la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en octobre 2018;
- l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens français et le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n découlant de la hausse de la production.

L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **solaire** est attribuable :

- à l'accroissement progressif de la production du projet solaire Phoebe.

Produits proportionnels[1]



1. Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc 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.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

Les **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 32,2 M$ pour le troisième trimestre de 2019, en hausse de 17 % comparativement à un apport de 27,6 M$ au même trimestre l'an dernier, en raison essentiellement :

- de la hausse des produits générés par les centrales en Colombie-Britannique et au Chili découlant de l'augmentation de la production.

Les **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 4,3 M$ pour le troisième trimestre de 2019, en baisse de 36 %, comparativement à 6,7 M$ au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de la baisse des produits découlant de la variation défavorable de la couverture du prix de l'électricité des parcs éoliens Shannon et Flat Top, qui s'explique par le gonflement saisonnier des coûts de l'électricité au Texas.

Le **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées a généré des produits proportionnels de 0,5 M$ pour le troisième trimestre de 2019, comparativement à 0,4 M$ au même trimestre l'an dernier.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

Les **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 53,9 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, en hausse de 34 % comparativement à 40,2 M$ à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018;
- de l'augmentation des produits générés par les centrales en Colombie-Britannique découlant de l'effet combiné de la hausse de la production et de la hausse des prix de vente.

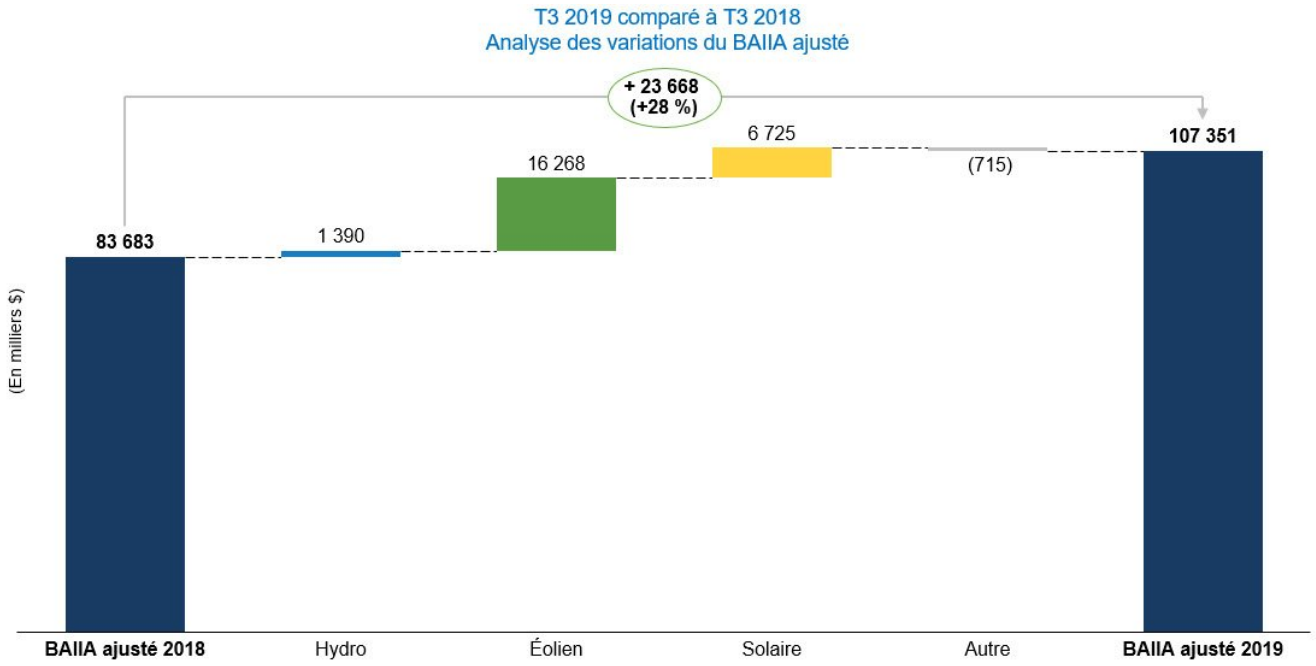
Les **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 21,5 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, en hausse de 14 % comparativement à 18,8 M$ à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport du parc éolien Flat Top mis en service le 23 mars 2018;
- de l'apport de l'acquisition d'Alterra réalisée le 6 février 2018.

Le **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées a généré des produits proportionnels de 1,5 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, en hausse de 265 % comparativement à 0,4 M$ à la même période l'an dernier. L'ajout du parc solaire Pampa Elvira, qui faisait partie de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018, explique cette hausse.

BAIIA ajusté[1]

En hausse de 28 %, à 107,4 M$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
En hausse de 23 %, à 305,8 M$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019



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 » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

L'augmentation du BAIIA ajusté du secteur de la production **hydroélectrique** est principalement attribuable :

- à la baisse des charges d'exploitation dans la plupart des centrales;
- à la hausse des produits générés par les centrales en Colombie-Britannique.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse des produits générés par les centrales du Québec.

L'augmentation du BAIIA ajusté du secteur de la production **éolienne** est principalement attribuable :

- à la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en octobre 2018;
- à la légère amélioration des parcs éoliens français.

L'augmentation du BAIIA ajusté du secteur de la production **solaire** est principalement attribuable :

- à l'accroissement progressif de la production du projet solaire Phoebe.

L'augmentation des autres charges est surtout attribuable :

- à la hausse des frais généraux et administratifs liée aux acquisitions et aux investissements réalisés en 2018.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La diminution du BAIIA ajusté du secteur de la production **hydroélectrique** est principalement attribuable :

- à la baisse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique découlant de la production défavorable nette en raison de la hausse des prix de vente moyens;
- à la diminution des produits générés par les centrales du Québec.

L'augmentation du BAIIA ajusté du secteur de la production **éolienne** est principalement attribuable :

- à l'augmentation des produits au Québec, en raison surtout de la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en octobre 2018 et de la hausse de la production à l'installation de Mesgi'g Ugju's'n.

L'augmentation du BAIIA ajusté du secteur de la production **solaire** est principalement attribuable :

- à l'accroissement progressif de la production du projet solaire Phoebe.

L'augmentation des autres charges est surtout attribuable :

- à la hausse des frais généraux et administratifs liée aux acquisitions et aux investissements réalisés en 2018.

Marge du BAIIA ajusté[1]

En hausse, de 71,9 % à 75,2 %, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
En hausse, de 72,5 % à 73,9 %, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

L'augmentation pour la période de trois mois s'explique essentiellement par :

- la hausse de la marge dans le secteur hydroélectrique découlant de la baisse des charges d'exploitation de la plupart des centrales et de la hausse des produits en Colombie-Britannique;
- la hausse de la marge des parcs éoliens, attribuable surtout à la diminution des charges d'exploitation.

L'augmentation pour la période de neuf mois s'explique essentiellement par :

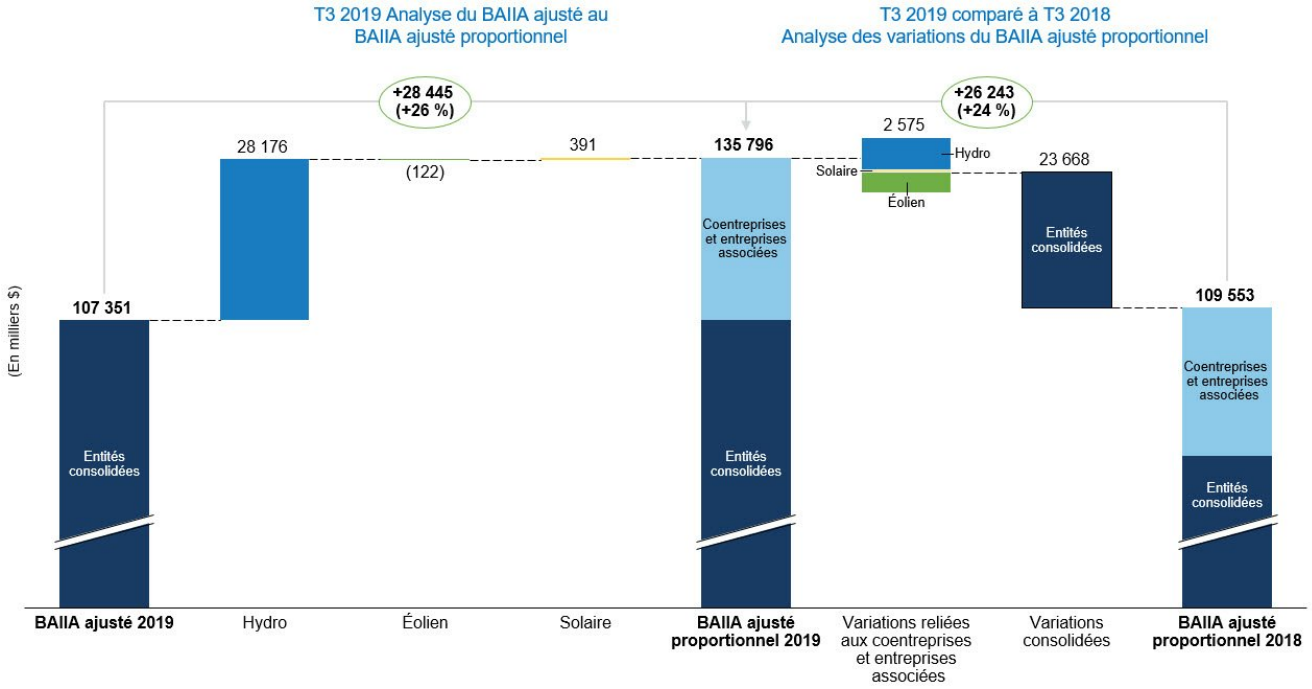
- les changements apportés à la composition des secteurs étant donné que la production éolienne représente maintenant un plus grand pourcentage du BAIIA ajusté. Le rendement des produits des activités éoliennes est habituellement meilleur que celui des activités hydroélectriques en raison des coûts d'exploitation plus faibles;
- la hausse de la marge des parcs éoliens au Québec, qui s'explique principalement par la baisse des charges d'exploitation.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une baisse de la marge des parcs éoliens français.

1. La marge du 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.

BAIIA ajusté proportionnel[2]



2. Le BAIIA ajusté proportionnel 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 » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

L'apport des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'élève à 28,2 M$ au troisième trimestre de 2019, en hausse de 25 % comparativement à 22,5 M$ pour le même trimestre l'an dernier, du fait essentiellement :

- de la hausse de l'apport des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique;
- de la hausse de l'apport des centrales du Chili.

L'apport des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'établit à un montant négatif de 0,1 M$ pour le troisième trimestre de 2019, en baisse de 104 % par rapport à un apport de 3,4 M$ pour le même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de la baisse des produits générés aux parcs éoliens Shannon et Flat Top, combinée à la hausse des charges d'exploitation.

L'apport du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel est de 0,4 M$ pour le troisième trimestre de 2019, en hausse de 731 % par rapport à un apport négatif de 0,1 M$ pour le même trimestre l'an dernier, en raison surtout de la baisse des charges d'exploitation.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

L'apport des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'élève à 40,6 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, en hausse de 27 % comparativement à 32,1 M$ pour la même période l'an dernier, du fait essentiellement :

- de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018;
- de la hausse du BAIIA ajusté aux installations Jimmie Creek et Toba Montrose découlant de l'augmentation des produits.

L'apport des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'établit à 9,2 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, en baisse de 12 % par rapport à 10,4 M$ pour la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de la baisse des prix de vente moyens des parcs éoliens au Texas, surtout au troisième trimestre;
- de la hausse des charges d'exploitation des mêmes parcs éoliens.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'apport du parc éolien Flat Top mis en service le 23 mars 2018;
- l'apport de l'acquisition d'Alterra réalisée le 6 février 2018.

L'apport du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel est de 0,7 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, par rapport à un apport négatif de 0,1 M$ pour la même période l'an dernier. Le parc solaire Pampa Elvira faisait partie de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018.

Charges financières

En hausse de 24 %, à 59,5 M$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
En hausse de 21 %, à 170,7 M$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

L'augmentation pour la période de trois mois est principalement attribuable :

- à la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier en octobre 2018;
- aux charges d'intérêts associées à la partie des emprunts liés à la construction de Phoebe et de Foard City qui ne pouvait plus être inscrite à l'actif.

L'augmentation pour la période de neuf mois est principalement attribuable :

- aux charges d'intérêts liées aux acquisitions et aux investissements réalisés en 2018;
- aux charges d'intérêts découlant du placement de débentures convertibles à 4,75 % le 12 juin 2018;
- aux charges d'intérêts associées à la partie des emprunts liés à la construction de Phoebe et de Foard City qui ne pouvait plus être inscrite à l'actif.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débentures convertibles de la Société était de 4,57 % au 30 septembre 2019 (4,48 % au 31 décembre 2018).

Autres (produits) charges, montant net
Produits de 3,9 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
Produits de 2,6 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

Les autres produits, montant net, pour la période de trois mois sont principalement attribuables :

- aux pénalités à recevoir pour livraison tardive, par l'entrepreneur, de certaines étapes importantes du projet solaire Phoebe;
- aux contrats de change à terme EUR/CAD réglés à des conditions favorables au cours de la période, entraînant un profit réalisé.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- les coûts de restructuration liés à la centralisation des fonctions comptables au siège social.

Les autres produits, montant net, pour la période de neuf mois sont principalement attribuables :

- aux pénalités à recevoir pour livraison tardive, par l'entrepreneur, de certaines étapes importantes du projet solaire Phoebe;
- aux contrats de change à terme EUR/CAD réglés à des conditions favorables au cours de la période, entraînant un profit réalisé.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- les coûts de restructuration liés à la centralisation des fonctions comptables au siège social;
- la provision pour pénalité liée à l'inondation à l'installation de Glen Miller au deuxième trimestre;
- les dommages-intérêts en vertu de certains contrats d'achat d'électricité en Colombie-Britannique.

Amortissements
En hausse de 33 %, à 48,3 M$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
En hausse de 30 %, à 141,6 M$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

L'augmentation pour les périodes de trois mois et de neuf mois est principalement attribuable :

- à la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier.

Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées
Quote-part du bénéfice de 16,2 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, comparativement à une quote-part du bénéfice de 11,2 M$ pour la période correspondante de 2018
Quote-part du bénéfice de 9,2 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à une quote-part du bénéfice de 10,3 M$ pour la période correspondante de 2018

L'augmentation de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées attribué à Innergex pour la période de trois mois est principalement attribuable :

- à une hausse du bénéfice net des centrales hydroélectriques Toba Montrose et Jimmie Creek en Colombie-Britannique, en grande partie attribuable à une augmentation des produits générés par les deux entités;
- à une augmentation du bénéfice attribué à Innergex du parc éolien Flat Top;
- à la hausse du bénéfice net de la coentreprise Energía Llaima.

L'augmentation a en partie été contrebalancée par :

- une diminution du bénéfice attribué à Innergex du parc éolien Shannon;
- une perte attribuée à Innergex de la centrale Umbata Falls.

La diminution de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées attribuée à Innergex pour la période de neuf mois est principalement attribuable :

- à une perte attribuée à Innergex de la centrale Umbata Falls, liée principalement à une perte latente sur instruments financiers, comparativement à un profit latent pour la période correspondante de 2018;
- à une baisse du bénéfice attribué à Innergex du parc éolien Shannon;
- à une hausse de la perte attribuée à Innergex de la coentreprise Energía Llaima.

La diminution a en partie été contrebalancée par :

- une augmentation du bénéfice attribué à Innergex du parc éolien Flat Top.

Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers

Perte nette latente de 6,0 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, comparativement à une perte nette latente de 1,9 M$ pour la période correspondante de 2018

Perte nette latente de 9,2 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à un profit net latent de 3,9 M$ pour la période correspondante de 2018

La Société utilise des *dérivés* pour gérer son exposition au risque de taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir, gérer son exposition au risque de hausse du taux de change, protégeant ainsi la valeur économique de ses installations, et gérer son exposition au risque du prix de l'électricité pour les projets qui fournissent de l'électricité à des prix variables par MWh.

La perte nette latente sur instruments financiers pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019 est attribuable surtout :

- à une perte latente sur la conversion de prêts intragroupe;
- à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture;
- à une perte latente sur les contrats de change à terme EUR/CAD, qui s'explique principalement par :
  - les contrats réglés pendant la période de trois mois, entraînant la comptabilisation d'un profit réalisé dans le montant net des autres (produits) charges. Le tout a été partiellement contrebalancé par :
  - une variation favorable du taux à terme entre l'euro et le dollar canadien, en raison principalement d'une variation favorable du taux de change entre l'euro et le dollar canadien entre le 30 juin 2019 et le 30 septembre 2019, laquelle a été contrebalancée en partie par une variation défavorable des points à terme.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une variation favorable de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.

La perte nette latente sur instruments financiers pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 est attribuable surtout :

- à une perte latente sur la conversion de prêts intragroupe;
- à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une variation favorable de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe;
- un profit latent sur les contrats de change à terme EUR/CAD, qui s'explique principalement par :
  - une variation favorable du taux à terme entre l'euro et le dollar canadien, en raison principalement d'une variation favorable du taux de change entre l'euro et le dollar canadien entre le 31 décembre 2018 et le 30 septembre 2019, laquelle a été contrebalancée en partie par une variation défavorable des points à terme. Le tout a été partiellement contrebalancé par :
  - les contrats réglés pendant la période de neuf mois, entraînant la comptabilisation d'un profit réalisé dans le montant net des autres (produits) charges.

Charge (recouvrement) d'impôt

Charge d'impôt à 3,7 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019

Charge d'impôt à 1,2 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, la Société a enregistré :

- une charge d'impôt exigible de 0,3 M$ (1,9 M$ pour la période correspondante de 2018);
- une charge d'impôt différé de 3,4 M$ (0,5 M$ pour la période correspondante de 2018).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la Société a enregistré :

- une charge d'impôt exigible de 22,4 M$ (4,5 M$ pour la période correspondante de 2018);
- un recouvrement d'impôt différé de 21,2 M$ (3,9 M$ pour la période correspondante de 2018).

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, la Société a comptabilisé une baisse de la charge d'impôt exigible, en raison essentiellement de la diminution du bénéfice imposable à la suite de la cession de la participation de la Société dans des actifs islandais.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, la Société a comptabilisé une hausse de la charge d'impôt différé, attribuable surtout à la hausse des produits tirés de l'acquisition des parcs éoliens Cartier, à l'amélioration de la performance des parcs éoliens français et du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et à l'accroissement progressif de la production du projet solaire Phoebe.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, et comparativement à la période correspondante de 2018, la Société a comptabilisé une incidence importante sur son impôt exigible et différé, en raison surtout d'une transaction intersociété relative à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe.

Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies

Bénéfice net de 9,9 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
Perte nette de 5,0 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, la Société a enregistré un bénéfice net découlant des activités poursuivies de 9,9 M$ (bénéfice net découlant des activités poursuivies de base et dilué de 0,10 $ par action), comparativement à un bénéfice net découlant des activités poursuivies de 6,0 M$ (bénéfice net découlant des activités poursuivies de base et dilué de 0,06 $ par action) pour la période correspondante de 2018.

La variation de 3,9 M$ s'explique par :

- une augmentation de 23,7 M$ du BAIIA ajusté;
- une augmentation de 5,0 M$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées;
- une augmentation de 4,2 M$ du montant net des autres produits.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une augmentation de 12,1 M$ des amortissements;
- une augmentation de 11,5 M$ des charges financières;
- une variation défavorable de 4,1 M$ de la perte nette latente (du profit net latent) sur instruments financiers;
- une augmentation de 1,3 M$ de la charge d'impôt.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la Société a enregistré une perte nette découlant des activités poursuivies de 5,0 M$ (perte nette découlant des activités poursuivies de base et diluée de 0,04 $ par action), comparativement à un bénéfice net découlant des activités poursuivies de 7,4 M$ (bénéfice net découlant des activités poursuivies de base et dilué de 0,09 $ par action) pour la période correspondante de 2018.

La variation de 12,4 M$ s'explique par :

- une augmentation de 32,6 M$ des amortissements;
- une augmentation de 29,9 M$ des charges financières;
- une variation défavorable de 13,1 M$ de la perte nette latente (du profit net latent) sur les instruments financiers;
- une augmentation de 1,1 M$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées;
- une augmentation de 0,6 M$ de la charge d'impôt.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une augmentation de 56,9 M$ du BAIIA ajusté;
- une augmentation de 8,0 M$ du montant net des autres produits.

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies
En baisse à 13,6 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
En baisse, pour s'établir à une perte de 0,4 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

Dans le cadre de son évaluation des résultats d'exploitation et pour dresser un portrait plus précis de ces derniers, la Société a recours au bénéfice net ajusté (à la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies, qui constitue un indicateur de rendement important de la Société. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies n'est pas une mesure reconnue selon les IFRS et n'a pas de signification prescrite par 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 (la perte nette)	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
		Montants retraités[1, 2]		Montants retraités[1, 2]
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	9 896	5 989	(4 977)	7 399
Ajouter (déduire) :				
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	6 031	1 897	9 225	(3 897)
(Profit réalisé) perte réalisée sur instruments financiers	(1 973)	4	(2 421)	(822)
Charge (recouvrement) d'impôt lié(e) aux éléments ci-dessus	84	(342)	(690)	2 055
Quote-part (du profit net latent) de la perte nette latente sur instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(453)	7 670	(1 580)	(144)
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies	13 585	15 218	(443)	4 591

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
2. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.

Exclusion faite de l'incidence de la perte (du profit) sur instruments financiers, de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte et de la quote-part des coentreprises et des entreprises associées sur ces éléments, un bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies de 13,6 M$ aurait été inscrit pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, comparativement à 15,2 M$ en 2018.

Exclusion faite de l'incidence de la perte (du profit) sur instruments financiers, de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte et de la quote-part des coentreprises et des entreprises associées sur ces éléments, une perte nette ajustée découlant des activités poursuivies de 0,4 M$ aurait été inscrite pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à un bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies de 4,6 M$ en 2018.

Participations ne donnant pas le contrôle
Attribution d'une perte de 4,4 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, comparativement à l'attribution d'une perte de 1,3 M$ pour la période correspondante de 2018
Attribution d'une perte de 1,9 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à l'attribution d'une perte de 6,0 M$ pour la période correspondante de 2018

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées aux filiales non entièrement détenues indiquées à la rubrique « Vue d'ensemble » et à Creek Power Inc. et ses filiales (« Creek Power »), qui sont entièrement détenues depuis le 15 mai 2018.

Les chiffres des participations ne donnant pas le contrôle comprennent les activités de HS Orka, qui sont maintenant traitées comme des activités abandonnées.

L'attribution de la perte découlant des activités poursuivies aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 4,4 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 2,8 M$ l'an dernier, découle surtout :

- d'une baisse des produits générés par HHLP;
- d'une hausse de la perte nette d'Innergex Europe qui s'explique surtout par une variation plus défavorable de la perte nette latente sur les instruments financiers.

L'attribution d'une perte découlant des activités abandonnées de néant pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 1,6 M$ pour la période correspondante de 2018, découle surtout par la conclusion de la vente de HS Orka au deuxième trimestre de 2019.

L'attribution d'une perte découlant des activités poursuivies aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 4,1 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à l'attribution d'une perte de 8,6 M$ l'an dernier, découle surtout :

- de l'absence de pertes imputées à Creek Power en raison de l'acquisition de sa participation restante;
- du bénéfice net attribuable aux installations de Kokomo et de Spartan;
- de la hausse des produits du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- la baisse des produits générés par HHLP;
- une hausse de la perte nette d'Innergex Europe, qui s'explique surtout par une variation plus défavorable de la perte nette latente sur les instruments financiers.

L'attribution d'un bénéfice découlant des activités abandonnées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 2,1 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 2,6 M$ pour la période correspondante de 2018, s'explique surtout par :

- la conclusion de la vente de HS Orka au deuxième trimestre de 2019;
- une diminution du profit latent sur la variation de la juste valeur des dérivés incorporés détenus par HS Orka, contrebalancée en partie par l'arrêt des amortissements au cours du deuxième trimestre de 2019 par suite du classement des actifs nets au cours du premier trimestre de 2019 à titre d'actifs détenus en vue de la vente.

SECTEURS GÉOGRAPHIQUES

Au 30 septembre 2019, 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 installations en exploitation suivantes, soit : 29 centrales hydroélectriques, 6 parcs éoliens et 1 parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France et 1 centrale hydroélectrique, un parc éolien et 2 parcs solaires aux États-Unis. La Société est active dans quatre secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019[1]	2018	2019[1]	2018
Produits		Montants retraités[2, 3]		Montants retraités[2, 3]
Canada	116 993	101 003	338 137	275 978
France	16 274	12 915	63 413	60 995
États-Unis	9 547	2 546	12 376	6 193
Chili	—	—	—	—
	142 814	116 464	413 926	343 166

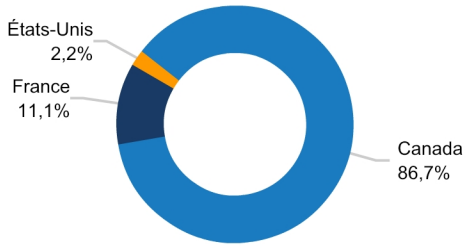
1. Le projet solaire Phoebe a graduellement commencé sa production. Les produits ont été comptabilisés au troisième trimestre, malgré le fait que le parc solaire n'ait pas été entièrement mis en service.
2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
3. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.

	Aux	
	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé[1, 2]		
Canada	3 655 277	3 757 207
France	890 077	956 214
États-Unis[3]	1 357 547	526 716
Chili	146 811	154 299
	6 049 712	5 394 436

1. Comprend les participations dans les coentreprises et entreprises associées.
2. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.
3. Comprend le projet solaire Phoebe qui est en construction.

Produits par pays - T3 2019

Produits par pays - T3 2018 (montants retraités)



Canada

Produits en hausse de 16 %, à 117,0 M$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
Produits en hausse de 23 %, à 338,1 M$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en baisse de 3 %, à 3 655,3 M$, au 30 septembre 2019, comparativement à ceux au 31 décembre 2018

La hausse des produits au Canada pour la période de trois mois est attribuable principalement :

- à la participation acquise de 62 % dans les parcs éoliens Cartier;
- à la hausse des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- la baisse des produits des centrales hydroélectriques du Québec.

La hausse des produits au Canada pour la période de neuf mois est attribuable principalement :

- à la participation acquise de 62 % dans les parcs éoliens Cartier;
- à la hausse de la production des parcs éoliens au Québec.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse des produits en Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable de la baisse de la production par rapport à l'augmentation des prix de vente moyens de certaines centrales;
- la baisse des produits des centrales hydroélectriques du Québec découlant de la diminution des prix de vente moyens de certaines centrales.

La diminution des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé au Canada découle principalement :

- de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Cet élément a été en partie contrebalancé par :

- l'augmentation des actifs découlant de l'application d'IFRS 16;
- l'augmentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découlant de la diminution des taux d'intérêt.

France

Produits en hausse de 26 %, à 16,3 M$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
Produits en hausse de 4 %, à 63,4 M$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en baisse de 7 %, à 890,1 M$, au 30 septembre 2019, par rapport à ceux au 31 décembre 2018

La hausse des produits en France pour les périodes de trois mois et de neuf mois est attribuable principalement :

- à l'augmentation de la production des parcs éoliens en France.

La diminution des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé en France, découle surtout :

- de la dépréciation du taux de change entre l'euro et le dollar canadien;
- de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'augmentation des actifs découlant de l'application d'IFRS 16;
- l'augmentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découlant de la diminution des taux d'intérêt.

États-Unis

Produits en hausse de 275 %, à 9,5 M$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
Produits en hausse de 100 %, à 12,4 M$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 158 %, à 1 357,5 M$ au 30 septembre 2019, par rapport à ceux au 31 décembre 2018

La hausse des produits aux États-Unis pour les périodes de trois mois et de neuf mois s'explique principalement par :

- l'accroissement progressif de la production du projet solaire Phoebe.

L'augmentation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé aux États-Unis, est surtout attribuable :

- aux ajouts aux immobilisations corporelles liés à la construction du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City;
- à l'augmentation des actifs découlant de l'application d'IFRS 16;
- à la création de nouvelles obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans le cadre de la construction du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- la dépréciation du taux de change entre l'euro et le dollar canadien;
- l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Chili

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en baisse de 5 %, à 146,8 M$ au 30 septembre 2019, par rapport à ceux au 31 décembre 2018

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 la période close le 30 septembre 2019, la diminution des actifs non courants est imputable à la réduction de la valeur de l'investissement découlant de la perte globale attribuable à Energía Llaima.

RÉSULTATS FINANCIERS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

	Période de trois mois close le 30 septembre 2019			Période de trois mois close le 30 septembre 2018		
	Innergex[1]	HS Orka[2]	Total	Innergex[1]	HS Orka[2]	Total
				Montants retraités[3]		
Production	1 665 362	—	1 665 362	1 236 722	328 080	1 564 802
Produits	142 814	—	142 814	116 464	25 297	141 761
BAIIA ajusté[4]	107 351	—	107 351	83 683	8 778	92 461
Bénéfice net (perte nette)	9 896	(193)	9 703	5 989	3 467	9 456

1. Équivaut aux activités poursuivies.
2. Équivaut aux activités abandonnées.
3. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
4. 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.

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2019			Période de neuf mois close le 30 septembre 2018		
	Innergex[1]	HS Orka[2]	Total	Innergex[1]	HS Orka[2]	Total
				Montants retraités[3]		
Production	4 715 820	545 424	5 261 244	3 689 774	845 297	4 535 071
Produits	413 926	40 006	453 932	343 166	67 292	410 458
BAIIA ajusté[4]	305 842	13 291	319 133	248 909	23 070	271 979
(Perte nette) bénéfice net	(4 977)	21 171	16 194	7 399	4 078	11 477

1. Équivaut aux activités poursuivies.
2. Équivaut aux activités abandonnées.
3. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
4. 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.

	Total CAD
Contrepartie reçue ou à recevoir, déduction faite des coûts de transaction :	
Contrepartie en trésorerie (299 910 $ US)	404 219
Contrepartie à payer pour l'ajustement au fonds de roulement (2 542 $ US)	(3 327)
Coûts de transaction	(6 646)
Contrepartie totale liée à la cession, déduction faite des coûts de transaction	394 246
Valeur comptable des actifs nets vendus	331 147
Profit sur la vente avant reclassement des écarts de change découlant de la conversion de devises	63 099
Reclassement des écarts de change découlant de la conversion de devises	46 015
Profit sur la vente	17 084

	Au 23 mai 2019
Actifs courants	37 039
Actifs non courants	855 734
	892 773
Passifs courants	71 976
Passifs non courants	228 804
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	331 147
Participations ne donnant pas le contrôle	260 846
	892 773

STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS

Information sur le capital-actions

Nombre d'actions ordinaires en circulation

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	133 400	132 759	133 229	129 329
Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont potentiellement dilutifs[1] (en milliers) :				
Options sur actions	175	715	152	720
Actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	301	203	301	203
	476	918	453	923
Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont exclues des éléments potentiellement dilutifs (en milliers) :				
Options sur actions	—	203	203	203
Débentures convertibles	16 576	14 167	16 576	14 167
	16 576	14 370	16 779	14 370
Total des actions conditionnelles qui peuvent être émises à partir des instruments de capitaux propres en cours	17 052	15 288	17 232	15 293

1. Les options sur actions dont le prix d'exercice était inférieur au cours de marché moyen des actions ordinaires sont incluses dans le calcul des instruments de capitaux propres potentiellement dilutifs. Les émissions d'actions conditionnelles ont un effet antidilutif sur la perte par action. Ainsi, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la perte nette diluée par action découlant des activités poursuivies est égale à la perte nette de base par action découlant des activités poursuivies.

Titres de participation de la Société

	Aux		
	11 novembre 2019	30 septembre 2019	30 septembre 2018
Nombre d'actions ordinaires	139 405 832	136 667 170	132 799 509
Nombre de débentures convertibles à 4,75 %	150 000	150 000	150 000
Nombre de débentures convertibles à 4,65 %	125 000	125 000	—
Nombre de débentures convertibles à 4,25 %	—	54 257	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	737 977	737 977	2 782 599

À la clôture des marchés le 11 novembre 2019 et depuis le 30 septembre 2019, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à la conversion d'une partie des débentures convertibles à 4,25 % en 2 727 265 actions ainsi qu'à l'émission de 11 397 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 30 septembre 2019, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 septembre 2018 était principalement attribuable à la conversion d'une partie des débentures convertibles à 4,25 % en 3 049 530 actions ainsi qu'à l'émission de 345 394 actions en vertu du RRD et à l'émission de 472 737 actions à la suite de l'exercice sans décaissement de 2 122 764 options.

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	
	2019	2018	2019	2018
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires[1]	23 917	22 576	70 650	67 607
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ($/action)	0,175	0,170	0,525	0,510
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	767	767	2 300	2 300
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A ($/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 attribuable à l'augmentation du dividende trimestriel, à l'émission d'actions à la suite de l'exercice d'options sur actions et à l'émission d'actions en vertu du RRD.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 janvier 2020 :

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 ($)
12/11/2019	31/12/2019	15/01/2020	0,1750	0,2255	0,359375

Le 27 février 2019, le Conseil d'administration a haussé le dividende trimestriel de 0,170 $ à 0,175 $ par action ordinaire, ce qui correspond à un dividende annuel de 0,70 $ par action ordinaire. Il s'agit de la sixième augmentation de dividende annuelle consécutive de 0,02 $.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 21 mai 2019, 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 (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,5 % des 133 559 963 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 15 mai 2019. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2019 et prendra fin le 23 mai 2020. Avant le 30 septembre 2019, aucune action ordinaire n'avait été rachetée ou annulée.

Le 15 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. En vertu de l'offre de rachat, la Société a racheté aux fins d'annulation 697 212 actions ordinaires à un prix moyen de 13,60 $ par action, pour une contrepartie totale de 9,5 M$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

SITUATION FINANCIÈRE

Aux	30 septembre 2019	31 décembre 2018
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	145 635	79 586
Liquidités soumises à restrictions	63 910	29 981
Autres actifs courants	122 205	118 710
Total des actifs courants	331 750	228 277
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	4 765 231	4 482 928
Immobilisations incorporelles	682 451	925 009
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	464 892	604 773
Goodwill	60 376	109 995
Autres actifs non courants	184 649	130 302
Total des actifs non courants	6 157 599	6 253 007
	6 489 349	6 481 284
PASSIFS		
Passifs courants	591 816	641 500
Passifs non courants		
Dette à long terme	3 828 401	4 024 324
Débentures convertibles	313 931	238 648
Autres passifs non courants	668 724	617 251
Total des passifs non courants	4 811 056	4 880 223
	5 402 872	5 521 723
CAPITAUX PROPRES		
Total des capitaux propres	1 086 477	959 561
	6 489 349	6 481 284

Éléments du fonds de roulement

Actifs courants
Les actifs courants s'élevaient à 331,8 M$ au 30 septembre 2019, comparativement à 228,3 M$ au 31 décembre 2018, une hausse de 103,5 M$ découlant essentiellement :

- d'une hausse de 33,9 M$ des liquidités soumises à restrictions, attribuable surtout au montant de 49,8 M$ découlant de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal de la Société au titre du projet solaire Phoebe;
- d'une hausse de 66,0 M$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie découlant des activités d'exploitation, de financement et d'investissement.

Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par :

- une baisse de 3,5 M$ des débiteurs liée principalement à la vente de HS Orka, en partie contrebalancée par une hausse des produits en septembre 2019 par rapport à décembre 2018.

Passifs courants
Les passifs courants s'élevaient à 591,8 M$ au 30 septembre 2019, comparativement à 641,5 M$ au 31 décembre 2018, une baisse de 49,7 M$ découlant essentiellement :

- d'une baisse de 85,8 M$ de la partie courante de la dette à long terme et des autres passifs en raison :
  - du remboursement de la facilité de crédit d'un an de 228,0 M$ contractée le 24 octobre 2018, au moment de l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier;
  - de la remise en état des emprunts des projets de Valottes, de Porcien et de Beaumont à la suite de leur reclassement à titre de passifs courants le 31 décembre 2018, par suite du non-respect des dispositions du ratio de couverture du service de la dette.

  Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :
  - des prélèvements sur l'emprunt lié à la construction de Phoebe, qui est entièrement classé dans les passifs courants;
- d'une hausse de 34,3 M$ des créditeurs découlant principalement de la construction du projet éolien Foard City et du projet solaire Phoebe, contrebalancée en partie par une diminution des créditeurs liée à la vente de HS Orka.

Au 30 septembre 2019, le fonds de roulement était négatif de 260,1 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,56:1,00 (au 31 décembre 2018, le fonds de roulement était négatif de 413,2 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,36:1,00). L'amélioration de 153,2 M$ s'explique par les éléments décrits ci-dessus.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins, étant donné que l'emprunt lié à la construction du projet solaire Phoebe sera remboursé au moyen d'une participation au partage fiscal après la mise en service commercial. Au 30 septembre 2019, sur les 700,0 M$ à sa disposition, la Société avait prélevé 324,0 M$ à titre d'avances de fonds, et 112,3 M$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 263,7 M$.

Actifs non courants
Les actifs non courants s'établissaient à 6 157,6 M$ au 30 septembre 2019, comparativement à 6 253,0 M$ au 31 décembre 2018, en baisse de 95,4 M$ en raison principalement :

- d'une diminution de 855,7 M$ découlant de la vente de HS Orka, qui se compose :
  - d'immobilisations corporelles de 466,1 M$;
  - d'immobilisations incorporelles de 189,4 M$;
  - de frais de développement de 15,5 M$;
  - de participations dans des entreprises associées de 130,0 M$ liées au spa Blue Lagoon;
  - d'un goodwill de 47,3 M$;
  - d'autres actifs non courants de 7,4 M$;
- des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles;
- d'une appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro et au dollar américain.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une hausse de 807,0 M$ des immobilisations corporelles découlant principalement des activités de construction liées aux projets Foard City et Phoebe;
- une hausse de 123,9 M$ des immobilisations corporelles liée à l'application initiale d'IFRS 16 (se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables »);
- une augmentation de 65,7 M$ des instruments financiers dérivés découlant essentiellement de la couverture de l'électricité de Phoebe;
- une hausse de 15,9 M$ des actifs d'impôt différé, en raison principalement d'une différence temporaire déductible enregistrée à la suite d'une transaction intersociété relative à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe.

Passifs non courants
Les passifs non courants s'élevaient à 4 811,1 M$ au 30 septembre 2019, comparativement à 4 880,2 M$ au 31 décembre 2018, en baisse de 69,2 M$ en raison essentiellement :

- d'une baisse de 229,4 M$ liée à la vente de HS Orka, qui se compose essentiellement de ce qui suit :
  - 37,6 M$ en instruments financiers;
  - 88,9 M$ en dette à long terme;
  - 1,2 M$ lié à l'obligation locative;
  - 39,3 M$ en autres passifs liés au régime de retraite;
  - 62,4 M$ en passifs d'impôt différé;
- d'une diminution nette de la dette à long terme de 53,5 M$ découlant principalement :
  - des remboursements nets sur les facilités de crédit renouvelables de la Société, y compris les remboursements à partir du produit reçu de la vente de HS Orka;
  - des remboursements de capital sur la dette à long terme.

  Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :
  - des prélèvements sur l'emprunt lié à la construction de Phoebe et l'emprunt à terme de Foard City;
- d'une appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro et au dollar américain.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une augmentation de 36,2 M$ des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découlant surtout des activités de construction liées aux projets Foard City et Phoebe, et une baisse de la juste valeur des obligations existantes liées à la mise hors service d'immobilisations attribuable à une diminution des courbes de taux d'intérêt.
- une augmentation nette des instruments financiers dérivés de 60,1 M$ en raison de la baisse des taux d'intérêt dans l'ensemble;
- une hausse des obligations locatives de 117,2 M$ liées à l'application initiale d'IFRS 16 (se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables »).

Au 30 septembre 2019, sauf indication contraire, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes 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 et 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.

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, pour gérer son exposition aux fluctuations du taux de change pour le rapatriement futur des flux de trésorerie de ses activités en France, et pour réduire son exposition au risque de fléchissement du prix de l'électricité.

		Montant nominal actuel		Juste valeur après ajustement du crédit	
Au 30 septembre 2019	Devise	Devise d'origine	CAD	Devise d'origine	CAD
Swaps de taux d'intérêt	CAD	1 185 640	1 185 640	(80 510)	(80 510)
Swaps de taux d'intérêt	USD	141 424	187 288	(16 361)	(21 678)
Swaps de taux d'intérêt	EUR	192 076	277 320	(18 200)	(26 277)
Contrats de change à terme	EUR/CAD	308 803	537 107	(23 347)	(23 347)
Couvertures du prix de l'électricité	USD	s.o.	s.o.	45 419	60 149
				(92 999)	(91 663)

Capitaux propres
Les capitaux propres se sont établis à 1 086,5 M$ au 30 septembre 2019, comparativement à 959,6 M$ au 31 décembre 2018, en hausse de 126,9 M$ du fait surtout :

- d'un financement de 49,8 M$ reçu de l'investisseur participant au partage fiscal de la Société au titre du projet solaire Phoebe
- d'un financement de 372,7 M$ reçu de l'investisseur participant au partage fiscal de la Société au titre du projet éolien Foard City suite à l'achèvement des activités de mise en service le 27 septembre 2019.

L'augmentation a été partiellement contrebalancée par :

- une diminution de 260,8 M$ des participations ne donnant pas le contrôle liée à la vente de HS Orka;
- des dividendes de 75,1 M$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées;
- des distributions de 13,2 M$ déclarées sur les participations ne donnant pas le contrôle.

Éventualités
En 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a cherché à appliquer rétroactivement les taux de droits d'utilisation de l'eau plus élevés aux sociétés en commandite de Fire Creek, de Lamont Creek, de Stokke Creek, de Tipella Creek et de Upper Stave River pour 2011 et 2012 et, ce faisant, a obtenu un montant additionnel de 3,2 M$ pour ces deux années. La Société a fait appel de cette décision auprès de l'Environmental Appeal Board (le « Conseil »). Le 26 juillet 2019, le Conseil a rendu sa décision, a accueilli l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque installation sa quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop, majoré des intérêts. La décision est susceptible de faire l'objet d'un appel par le contrôleur. Bien que le Conseil n'ait pas abordé la question des intérêts sur les sommes versées au contrôleur, les sociétés en commandite devraient néanmoins avoir droit aux intérêts sur les sommes qui ont été indûment prises et retenues par le contrôleur pendant près de deux ans et demi. Des observations ont été présentées au Conseil à cet égard. Le ministère public est d'avis que la question des intérêts signifie que la décision du Conseil ne serait pas « finale », au sens où elle pourrait faire l'objet d'un contrôle judiciaire dans un délai de 60 jours. S'il s'agit d'une ordonnance définitive, le ministère public devra demander une ordonnance prorogeant le délai prescrit pour présenter une demande de contrôle judiciaire. S'il ne s'agit pas d'une ordonnance définitive, le ministère public disposera de 60 jours à compter de la décision sur les intérêts pour présenter une demande de contrôle judiciaire.

Arrangements hors bilan
Au 30 septembre 2019, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 288,9 M$, y compris un montant de 112,3 M$ au titre de ses facilités de crédit renouvelable, afin de s’acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d’autres ententes. Ces lettres de crédit ont été émises en guise de garantie de paiement pour divers projets en cours de construction (y compris le projet solaire Phoebe) et en guise de garantie d’exécution ou de garantie financière aux termes de CAÉ et d'autres obligations contractuelles. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 110,4 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 éolien Foard City, les projets potentiels Griffin Trail et Boswell ainsi que d'autres projets potentiels.

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, Phoebe et Foard City, 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.

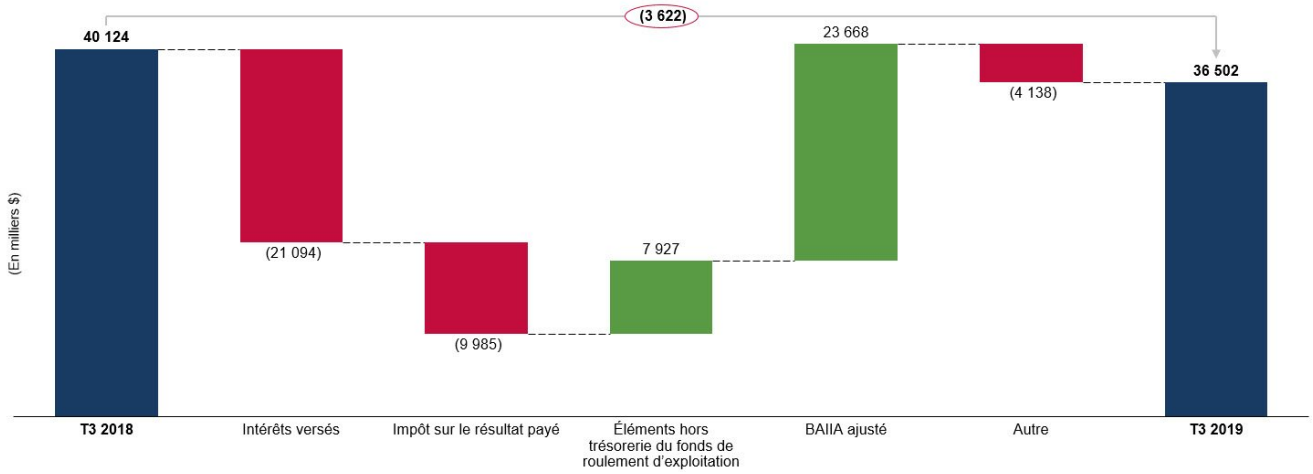
LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
		Montants retraités[1, 2]		Montants retraités[1, 2]
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	45 405	56 954	163 163	145 301
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(8 903)	(16 830)	(7 956)	(5 974)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies	36 502	40 124	155 207	139 327
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées	—	5 793	13 122	24 807
	36 502	45 917	168 329	164 134
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies	223 019	121 536	292 346	308 310
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités abandonnées	—	6 818	20 059	9 574
	223 019	128 354	312 405	317 884
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies	(201 682)	(317 530)	(380 666)	(443 141)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées	—	(7 235)	(31 957)	(19 159)
	(201 682)	(324 765)	(412 623)	(462 300)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(826)	(683)	(2 062)	271
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	57 013	(151 177)	66 049	19 989
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	88 622	233 080	79 586	61 914
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	145 635	81 903	145 635	81 903

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
2. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies

En baisse de 3,6 M$ à 36,5 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
En hausse de 15,9 M$ à 155,2 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019



Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une augmentation des intérêts versés de 21,1 M$ attribuable en partie à l'endettement moyen plus élevé au cours du trimestre et au calendrier des versements;
- une hausse de 10,0 M$ de l'impôt payé, du fait surtout d'un paiement effectué au titre de la charge d'impôt exigible sur le gain imposable réalisé à la suite d'une opération intersociétés relative à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe;

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- l'augmentation de 23,7 M$ du BAIIA ajusté[1];
- la variation favorable de 7,9 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui découle surtout de ce qui suit :
  - une variation favorable de 11,9 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des fournisseurs et autres créditeurs; partiellement contrebalancée par
  - une variation défavorable de 4,3 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des débiteurs.

Les activités abandonnées ont en outre contribué à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 à hauteur de 5,8 M$, comparativement à néant en 2019.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- l'augmentation de 56,9 M$ du BAIIA ajusté[1].

L'augmentation a été en partie contrebalancée par les éléments suivants :

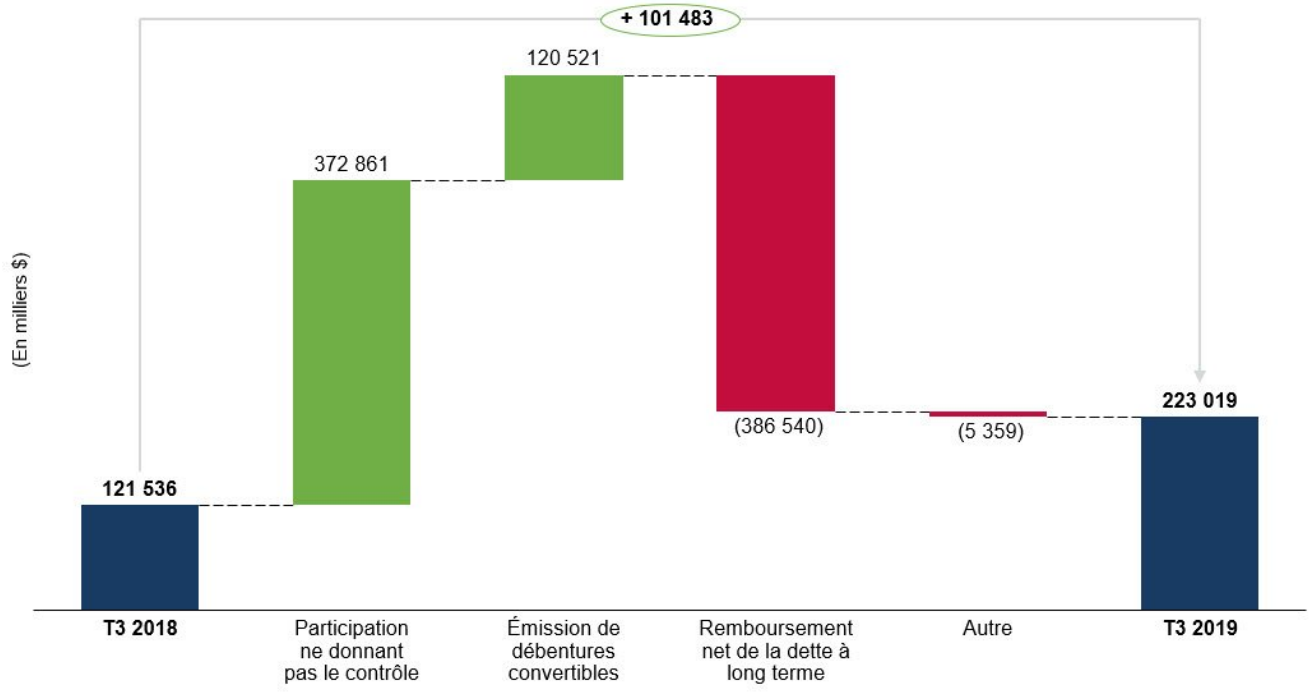
- une augmentation des intérêts payés de 31,8 M$, du fait surtout de la hausse de l'endettement moyen au cours de l'exercice;
- une hausse de 11,3 M$ de l'impôt payé, du fait surtout d'un paiement effectué au titre de la charge d'impôt exigible sur le gain imposable réalisé à la suite d'une opération intersociétés liée à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe;
- la variation défavorable de 2,0 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui découle surtout de ce qui suit :
  - une variation défavorable de 31,7 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des débiteurs; partiellement contrebalancée par
  - une variation favorable de 29,3 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des fournisseurs et autres créditeurs;

Les activités abandonnées ont également contribué à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation à hauteur de 11,7 M$, passant de 24,8 M$ en 2018 à 13,1 M$ en 2019.

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 » pour plus d'information.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies

Entrées de trésorerie en hausse de 101,5 M$ à 223,0 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
Entrées de trésorerie en baisse de 16,0 M$, à 292,3 M$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019



Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une augmentation de 372,9 M$ des participations ne donnant pas le contrôle, presque entièrement liée au financement reçu de l'investisseur participant au partage fiscal de la Société sur le projet éolien Foard City;
- une augmentation de 120,5 M$ des flux de trésorerie liée à l'émission de débentures convertibles au troisième trimestre de 2019, alors qu'aucune émission n'a eu lieu au cours de la période correspondante de 2018;

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- une diminution nette de la dette à long terme de 240,8 M$ en 2019, comparativement à une augmentation nette de 145,7 M$ en 2018. La diminution nette de 240,8 M$ de la dette à long terme en 2019 découle surtout des éléments suivants :
  - un prélèvement de 66,2 M$ sur le crédit-relais lié à la participation fiscale du projet éolien Foard City, suivi du remboursement intégral du crédit-relais lié à la participation fiscale après avoir reçu l'apport de l'investisseur participant au partage fiscal. L'emprunt lié à la construction a été converti en un emprunt à terme sans incidence sur les flux de trésorerie;
  - les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.

  Les diminutions ci-dessus de la dette à long terme ont été en partie contrebalancées par :
  - un prélèvement d'une somme de 19,6 M$ sur l'emprunt lié à la construction du projet solaire Phoebe.

Les activités abandonnées ont en outre contribué à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités de financement de 6,8 M$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, contre néant en 2019.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

La diminution des flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une diminution de 23,1 M$ des flux de trésorerie liée à l'émission de débentures convertibles de 120,0 M$ en 2019, contre 143,1 M$ pour la période correspondante de 2018;
- une diminution nette de la dette à long terme de 160,9 M$ en 2019, comparativement à une augmentation nette de 239,5 M$ en 2018. La diminution nette de 160,9 M$ de la dette à long terme en 2019 découle surtout de ce qui suit :
  - un remboursement net de 287,6 M$ sur la facilité de crédit renouvelable;
  - les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.

  Les diminutions ci-dessus de la dette à long terme ont été en partie contrebalancées par :
  - un prélèvement de 189,8 M$ sur l'emprunt lié à la construction de Phoebe pour le projet solaire Phoebe;
  - les prélèvements effectués sur les crédits-relais liés au partage fiscal et à la construction pour le projet éolien Foard City, suivis par le remboursement du crédit-relais lié au partage fiscal et de la conversion du crédit-relais lié à la construction en un emprunt à terme, pour une augmentation nette de 30,9 M$ de la dette à long terme de Foard City, soit le solde de l'emprunt à terme au 30 septembre 2019.

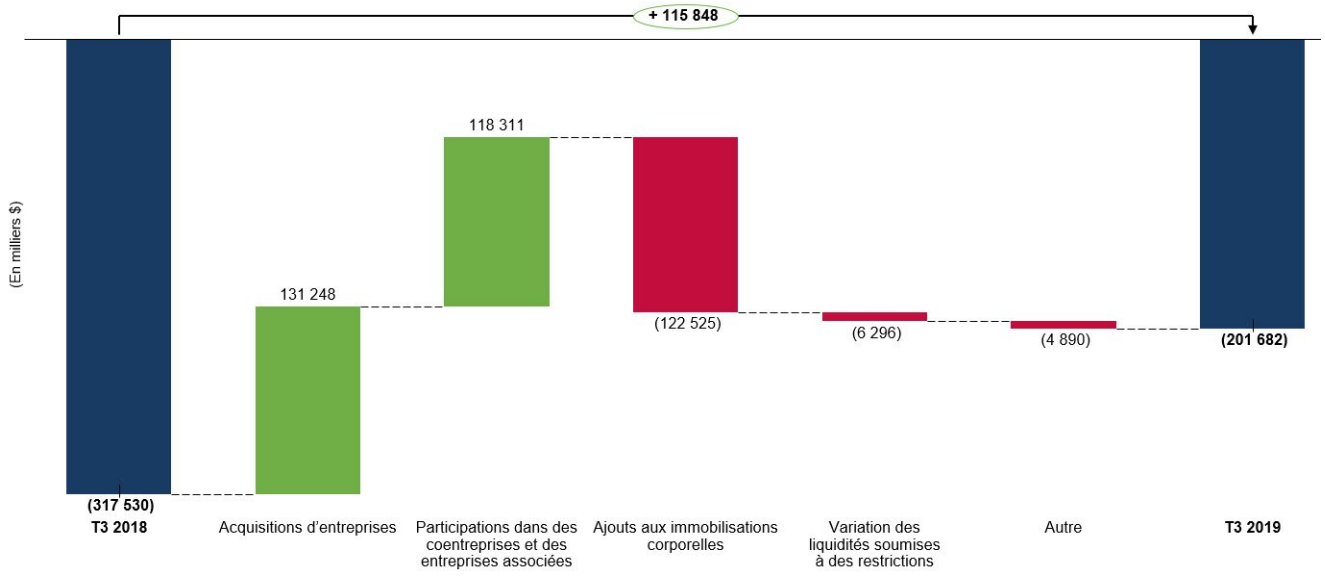
Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- le financement de 372,7 M$ reçu de l'investisseur participant au partage fiscal de la Société pour le projet éolien Foard City;
- le financement de 49,8 M$ reçu de l'investisseur participant au partage fiscal de la Société pour le projet solaire Phoebe.

Les activités abandonnées ont en outre contribué à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités de financement à hauteur de 10,5 M$, passant de 9,6 M$ en 2018 à 20,1 M$ en 2019.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies

Décaissement en baisse de 115,8 M$ à 201,7 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019
Décaissements en baisse de 62,5 M$ à 380,7 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019



Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une diminution des sorties de trésorerie liées aux acquisitions d'entreprises, qui sont passées de 131,2 M$ en 2018 à néant en 2019;
- une diminution des sorties de trésorerie liées aux placements dans des coentreprises, qui sont passées de 131,5 M$ en 2018 à 13,2 M$ en 2019. Le décaissement en 2019 s'explique principalement par le paiement du solde de l'engagement d'investissement dans Energía Llaima.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une augmentation des sorties de trésorerie liées aux immobilisations corporelles de 122,5 M$, qui sont passées de 61,8 M$ en 2018 à 184,3 M$ en 2019, ce qui s'explique surtout par la construction du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City;
- une diminution de 6,3 M$ des flux de trésorerie liés aux variations des soldes de liquidités soumises à des restrictions.

Les activités abandonnées ont contribué à la diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement de 7,2 M$, qui sont passées de 7,2 M$ en 2018 à néant en 2019.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- les entrées de trésorerie de 383,7 M$ découlant du produit de 299,9 M$ US (404,2 M$) tiré de la vente de HS Orka, déduction faite des coûts de transaction et de la trésorerie cédée;
- une diminution des sorties de trésorerie liées aux acquisitions d'entreprises, qui sont passées de 244,3 M$ en 2018 à néant en 2019;
- une baisse des sorties de trésorerie liées aux participations dans des coentreprises, qui sont passées de 131,5 M$ en 2018 à 13,8 M$ en 2019. Le décaissement en 2019 s'explique principalement par le paiement du solde de l'engagement d'investissement dans Energía Llaima.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une augmentation des sorties de trésorerie liées aux immobilisations corporelles de 622,6 M$, qui sont passées de 81,0 M$ en 2018 à 703,6 M$ en 2019, ce qui s'explique surtout par la construction du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City;
- une variation défavorable de 59,9 M$ des soldes de liquidités soumises à des restrictions, par rapport à une baisse des liquidités soumises à des restrictions de 21,0 M$ en 2018 et à une augmentation des liquidités soumises à des restrictions de 38,8 M$ en 2019. L'augmentation des liquidités soumises à des restrictions en 2019 découle surtout de l'apport reçu de 49,8 M$ de l'investisseur participant au partage fiscal de la Société pour le projet solaire Phoebe.

Les activités abandonnées ont partiellement compensé de 12,8 M$ la diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement, qui sont passées de 19,2 M$ en 2018 à 32,0 M$ en 2019.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution[1]	Périodes de douze mois closes les 30 septembre	
	2019	2018
	Montants retraités[3]	Montants retraités[3]
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	213 585	246 761
Ajouter (déduire) les éléments suivants :		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	6 956	(35 736)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(10 282)	(8 667)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(112 604)	(85 230)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	(18 601)	(22 722)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	1 593	10 866
Perte réalisée (profit réalisé) sur instruments financiers dérivés	6 914	(828)
Recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels à la vente de HS Orka, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle[4]	8 242	—
Impôt payé sur le gain intersociétés réalisé	10 594	—
Flux de trésorerie disponibles	100 455	98 502
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	93 258	85 527
Ratio de distribution	93 %	87 %
Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :		
Charges liées aux projets potentiels	16 945	17 145
Flux de trésorerie disponibles ajustés	117 400	115 647
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD	90 856	75 598
Ratio de distribution ajusté	77 %	65 %

1. Les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution 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 » 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. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
4. La vente de HS Orka a permis le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels de 5,7 M$ et de 9,6 M$, respectivement, qui avaient été engagées depuis l'acquisition de ce projet en février 2018. Un montant de 7,1 M$ a été déduit de la somme du recouvrement étant donné qu'il se rapporte à des participations ne donnant pas le contrôle.

Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2019, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 100,5 M$, comparativement à 98,5 M$ 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;
- le renversement de l'impôt sur le résultat payé sur le gain imposable réalisé à la suite d'une opération intersociétés liée au projet solaire Phoebe parallèlement au financement initial, puisque cette opération est considérée comme une sortie de trésorerie liée aux activités d'investissement;
- au recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette liée surtout à l'acquisition des parcs éoliens Cartier et des projets français, qui a été convertie en prêt à terme en 2018.

Ratio de distribution

Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2019, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 93 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 87 % pour la même période l'an dernier.

Cette variation est en grande partie attribuable aux éléments suivants :

- les paiements de dividendes plus élevés en raison de l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions dans le cadre de l'acquisition d'Alterra;
- l'augmentation du dividende trimestriel;
- l'émission d'actions additionnelles au titre du RRD.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'augmentation de 2,0 M$ des flux de trésorerie disponibles.

Le ratio de distribution est une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter ainsi que de sa capacité à financer sa croissance. Il 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.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les			
	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018
				Montants retraités[2, 3]
Production (MWh)	1 665 362	1 741 953	1 308 505	1 396 066
Produits	142,8	144,7	126,4	138,3
BAIIA ajusté[1]	107,4	105,2	93,2	103,3
Bénéfice net (perte nette)	9,7	7,3	(0,9)	14,2
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	14,3	(7,8)	(7,4)	17,4
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué(e))	0,10	(0,07)	(0,07)	0,12
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	14,1	10,8	(6,7)	15,2
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué)	0,09	0,07	(0,06)	0,10
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	23,9	23,4	23,4	22,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - $/action	0,175	0,175	0,175	0,170

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 de normes comptables ».
3. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les			
	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017
	Montants retraités[2, 3]	Montants retraités[2, 3]	Montants retraités[2, 3]	
Production (MWh)	1 236 722	1 509 599	944 108	1 106 060
Produits	116,5	124,9	101,8	108,0
BAIIA ajusté[1]	83,7	91,7	73,6	80,1
Bénéfice net (perte nette)	9,5	16,9	(14,8)	3,4
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	8,8	10,0	(2,9)	7,0
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué(e))	0,06	0,06	(0,04)	0,05
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	10,7	13,3	(6,6)	7,0
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère ($/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 de normes comptables ».
3. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour plus d'information.

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. La quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

Produits proportionnels

Les références à la « quote-part des produits 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, des produits des coentreprises et des entreprises associées. Les lecteurs sont avisés que la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex ne doit pas être considérée comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS.

Les références aux « produits proportionnels » dans le présent document visent les produits, plus la quote-part des produits 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 les produits proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation ».

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
		Montants retraités[1, 2]		Montants retraités[1, 2]
Produits	142 814	116 464	413 926	343 166
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)[3]	17 197	15 136	25 170	23 263
Shannon (50 %)[3, 5]	1 013	1 556	5 558	4 834
Flat Top (51 %)[4, 5]	582	2 376	6 305	5 129
Dokie (25,5 %)[3]	1 712	1 589	5 465	4 679
Jimmie Creek (50,99 %)[3]	7 677	6 271	9 974	8 567
Umbata Falls (49 %)	490	705	2 773	2 954
Viger-Denonville (50 %)	1 017	1 195	4 175	4 200
Duqueco (50 %)[6, 7]	6 370	5 123	14 499	5 123
Guayacán (50 %)[6, 7]	469	323	1 479	323
Pampa Elvira (50 %)[6, 7]	475	413	1 506	413
	37 002	34 687	76 904	59 485
Produits proportionnels	179 816	151 151	490 830	402 651

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Activités abandonnées ».
3. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 6 février 2018 au 30 septembre 2018.
4. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 23 mars 2018 au 30 septembre 2018.
5. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon et Flat Top. Toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.
6. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).
7. Pour la période allant du 1er juillet 2019 au 30 septembre 2019 et pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 30 septembre 2018 ainsi que pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 30 septembre 2018.

BAIIA ajusté et marge du BAIIA ajusté

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net découlant des activités poursuivies auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers. 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.

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.

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
		Montants retraités[1, 2]		Montants retraités[1, 2]
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	9 896	5 989	(4 977)	7 399
Charge d'impôt	3 749	2 466	1 164	579
Charges financières	59 474	47 939	170 704	140 814
Amortissements	48 343	36 271	141 558	108 971
BAIIA	121 462	92 665	308 449	257 763
Autres (produits) charges, montant net	(3 917)	313	(2 639)	5 319
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(16 225)	(11 192)	(9 193)	(10 276)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	6 031	1 897	9 225	(3 897)
BAIIA ajusté	107 351	83 683	305 842	248 909
Marge du BAIIA ajusté	75,2 %	71,9 %	73,9 %	72,5 %

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Activités abandonnées ».

BAIIA ajusté proportionnel

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.

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. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
		Montants retraités[1, 2]		Montants retraités[1, 2]
BAIIA ajusté	107 351	83 683	305 842	248 909
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)[3]	15 030	13 004	20 046	18 883
Shannon (50 %) [3, 5]	(872)	492	1 237	1 820
Flat Top (51 %) [4, 5]	(1 213)	909	711	1 813
Dokie (25,5 %)[3]	1 095	1 062	3 799	3 305
Jimmie Creek (50,99 %)[3]	6 908	5 738	8 278	7 395
Umbata Falls (49 %)	315	609	2 178	2 630
Viger-Denonville (50 %)	868	946	3 418	3 446
Duqueco (50%)[6, 7]	5 454	3 134	9 115	3 134
Guayacán (50 %)[6, 7]	469	38	1 022	38
Pampa Elvira (50 %)[6, 7]	391	(62)	665	(62)
	28 445	25 870	50 469	42 402
BAIIA ajusté proportionnel	135 796	109 553	356 311	291 311

1. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Activités abandonnées ».
3. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 6 février 2018 au 30 septembre 2018.
4. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 23 mars 2018 au 30 septembre 2018.
5. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon et Flat Top. Toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.
6. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).
7. Pour la période allant du 1er juillet 2019 au 30 septembre 2019 et pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 30 septembre 2018 ainsi que pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 30 septembre 2018.

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies

Les références au « bénéfice net ajusté (à la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies » visent le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies 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. La comptabilisation des dérivés selon les IFRS exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de la valeur de marché des instruments dérivés pour lesquels la comptabilité de couverture n'est pas appliquée 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 ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies 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 ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies.

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

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 telles 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 » pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références aux « flux de trésorerie disponibles ajustés » visent les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des charges liées aux projets potentiels et d'éléments non récurrents.

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.

Les références au « ratio de distribution ajusté » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles ajustés, compte tenu de l'incidence du RRD.

Indicateurs de rendement clés liés à la production

Production proportionnelle

Les références à la « quote-part de la production 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, de la production des coentreprises et des entreprises associées.

Les références à la « production proportionnelle » dans le présent document visent la production, plus la quote-part de la production 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. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre					
	2019			2018		
(en MWh)	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
				Montants retraités[1, 2]		
Production	1 665 362	1 765 093	94 %	1 236 722	1 390 458	89 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)[3]	152 144	154 145	99 %	137 547	154 194	89 %
Shannon (50 %)[3, 5]	72 155	70 004	103 %	60 796	70 004	87 %
Flat Top (51 %)[4 ,5]	101 347	91 725	110 %	79 263	91 767	86 %
Dokie (25,5 %)[3]	13 912	17 231	81 %	13 983	17 231	81 %
Jimmie Creek (50,99 %)[3]	61 723	54 373	114 %	51 935	54 373	96 %
Umbata Falls (49 %)	6 486	10 444	62 %	9 360	10 444	90 %
Viger-Denonville (50 %)	6 729	8 175	82 %	7 942	8 175	97 %
Duqueco (50 %)[6, 7]	61 864	57 079	108 %	47 579	50 538	94 %
Guayacán (50 %)[6, 7]	4 199	4 406	95 %	3 990	4 803	83 %
Pampa Elvira (50 %)[6, 7]	3 230	3 665	88 %	3 296	3 553	93 %
	483 789	471 247	103 %	415 691	465 082	89 %
Production proportionnelle	2 149 151	2 236 340	96 %	1 652 413	1 855 540	89 %

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Activités abandonnées ».
3. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 6 février 2018 au 30 septembre 2018.
4. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 23 mars 2018 au 30 septembre 2018.
5. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon et Flat Top. Toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.
6. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).
7. Pour la période allant du 1er juillet 2019 au 30 septembre 2019 et pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 30 septembre 2018.

(en MWh)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019 Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	2018 Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
				Montants retraités[1, 2]		
Production	4 715 820	4 835 085	98 %	3 689 774	3 897 904	95 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)[3]	243 782	254 227	96 %	238 039	250 360	95 %
Shannon (50 %)[3, 5]	252 936	264 208	96 %	226 192	230 623	98 %
Flat Top (51 %)[4 ,5]	332 474	327 715	101 %	205 549	222 697	92 %
Dokie (25,5 %)[3]	44 799	54 447	82 %	42 401	44 549	95 %
Jimmie Creek (50,99 %)[3]	87 944	78 051	113 %	81 369	77 741	105 %
Umbata Falls (49 %)	36 635	37 271	98 %	37 192	37 271	100 %
Viger-Denonville (50 %)	27 626	26 050	106 %	27 923	26 050	107 %
Duqueco (50 %)[6, 7]	109 161	108 445	101 %	47 579	50 538	94 %
Guayacán (50 %)[6, 7]	14 985	16 158	93 %	3 990	4 803	83 %
Pampa Elvira (50 %)[6, 7]	9 798	10 713	91 %	3 296	3 553	93 %
	1 160 140	1 177 285	99 %	913 530	948 185	96 %
Production proportionnelle	5 875 960	6 012 370	98 %	4 603 304	4 846 089	95 %

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables ».
2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Activités abandonnées ».
3. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 6 février 2018 au 30 septembre 2018.
4. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et du 23 mars 2018 au 30 septembre 2018.
5. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon et Flat Top. Toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.
6. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).
7. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2019 et pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 30 septembre 2018.

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, à 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, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs, à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, notamment les renseignements concernant la production, les coûts de projets estimés, les produits prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles prévus et l'intention de payer un dividende trimestriel. Ces renseignements visent à 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 réalisées et futures, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et 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, sans s'y limiter, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, 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 et de l'obtention des approbations réglementaires.

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 « Risques et incertitudes » du rapport annuel 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 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; les fluctuations 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; l'incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures et l'intégration de celles-ci; 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 d'électricité (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 et solaires et de la production d'électricité connexe; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant de la couverture d'assurances; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; la fluctuation des produits provenant de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains; les modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et la disponibilité du financement par capitaux propres; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les risques liés aux éboulements, avalanches, tornades, ouragans ou autres événements en dehors du contrôle de la Société; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; les

responsabilités inconnues; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle; et les risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société.

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

Information prospective dans le présent rapport de gestion

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
Production prévue Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. 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.	Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'ensoleillement Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophes naturelles et cas de force majeure Risques politiques et réglementaires affectant la production Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport d'électricité Litiges
Produits prévus Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris 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. 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.	Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » Dépendance envers les CAÉ Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité Changements dans la conjoncture économique générale Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
BAIIA ajusté prévu Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant au (déduisant du) bénéfice net (perte nette) la provision liée à (le recouvrement de) la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers.	Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus ». Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent Charges d'entretien imprévues
Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel La Société estime les flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie prévus 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 estimées 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 génération de trésorerie à long terme de la Société, 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. La Société évalue le dividende annuel qu'il entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.	Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu » Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures Charges d'entretien imprévues Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende.
Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, des coûts estimés, des modalités de financement et du calendrier de développement et de construction pour chaque projet en développement ou projet potentiel fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, en plus d'information sur 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 et du calendrier de construction fournis par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet. La Société fournit des indications tenant compte d'estimations sur sa position stratégique et sa position concurrentielle actuelles, ainsi que sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et de ses projets potentiels, que la Société évalue compte tenu de son expérience en tant que promoteur.	Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Capacité à obtenir les terrains appropriés Obtention des permis Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement Inflation plus élevée que prévue Approvisionnement en matériel Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres Risques d'ordre réglementaire et politique Catastrophe naturelle Relations avec les parties prenantes Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers Résultats du processus de demande de règlements d'assurance
Intention de répondre à des appels d'offres La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des offres aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.	Risques réglementaires et politiques Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires Capacité de conclure de nouveaux CAÉ Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable Relations avec les parties prenantes

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
Admissibilité aux CIP et aux crédits d'impôt à l'investissement (« CII ») et point de basculement attendu de la participation au partage fiscal 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 participations au partage 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. Le point de basculement attendu pour les participations au partage fiscal est déterminé en fonction des PMLT et des produits de chaque projet et est assujetti en outre aux risques connexes mentionnés ci-dessus.	Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres Risques réglementaires et politiques Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis

MODIFICATIONS DE NORMES COMPTABLES

Nouvelles normes comptables et interprétations adoptées au cours de l'exercice

IFRS 16, *Contrats de location*

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, *Contrats de location* (« 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. La Société a adopté cette norme rétrospectivement le 1er janvier 2019 sans retraiter les chiffres des périodes comparables, comme le permettent les dispositions transitoires propres à la norme (méthode rétrospective modifiée).

Le tableau qui suit présente l'incidence de l'application d'IFRS 16 sur les soldes d'ouverture de l'état consolidé de la situation financière au 1er janvier 2019 :

	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements / Administration	Total
Actifs courants					
Charges payées d'avance et autres	—	(1 640)	(50)	—	(1 690)
Actifs non courants					
Actifs au titre de droits d'utilisation présentés dans les immobilisations corporelles	2 775	56 652	839	63 622	123 888
Passifs courants					
Fournisseurs et autres créditeurs	—	(72)	—	—	(72)
Obligations locatives présentées dans les autres passifs	50	2 410	12	2 612	5 084
	50	2 338	12	2 612	5 012
Passifs non courants					
Obligations locatives présentées dans les autres passifs	2 725	52 674	777	61 010	117 186

Filiales non entièrement détenues

Avant son acquisition par la Société le 6 février 2018, Alterra comptabilisait Kokomo et Spartan comme des coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Le 31 décembre 2018, la Société a terminé son examen des diverses ententes de partenariat et a conclu qu'elle exerce un contrôle sur ces entités et, ainsi, que ces dernières devraient être consolidées. Ce changement a été pris en compte dans les états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, mais ces entités ont été comptabilisées comme des coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence dans l'ensemble des états financiers intermédiaires consolidés résumés de 2018. Par conséquent, les chiffres comparatifs présentés dans ces états financiers intermédiaires consolidés résumés pour la période close le 30 juin 2018 ont été retraités pour tenir compte de cette réévaluation.

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.

Au cours de la période comptable commençant le 1er juillet 2019 et close le 30 septembre 2019, 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.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Placement de débentures à 4,65 % – Option de surallocation
Le 2 octobre 2019, la Société a annoncé qu'elle a émis un montant total additionnel de 18,75 M$ de capital de débentures à 4,65 % à la suite de l'exercice complet de l'option de surallocation octroyée aux preneurs fermes dans le cadre du placement de débentures à 4,65 %. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Mise à jour au troisième trimestre ».

Rachat des débentures convertibles à 4,25 %
Après le 30 septembre 2019 et jusqu'au 7 octobre 2019, une tranche de 40,9 M$ du solde du capital impayé des débentures convertibles à 4,25 % a été convertie à la demande des porteurs en 2 727 265 actions ordinaires de la Société au prix de conversion de 15 $ l'action. Le capital restant de 13,3 M$ a été racheté le 8 octobre 2019 au pair au prix de 1 000 $ la débenture convertible, plus l'intérêt couru et impayé jusqu'au 8 octobre 2019, exclusivement. Le rachat a été financé par des prélèvements sur la facilité de crédit à terme renouvelable de la Société. Le 8 octobre 2019, les débentures convertibles à 4,25 % ont été radiées de la TSX.

Refinancement des emprunts du projet de Yonne
Après le 30 septembre 2019, Innergex a refinancé les facilités d'emprunt du projet de Yonne. Les facilités d'emprunt initiales étaient assorties des tranches suivantes :

- Un emprunt de 14,9 M€ portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,90 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2028. Le solde de cet emprunt se chiffrait à 7,2 M€ (10,4 M$) au 30 septembre 2019.
- Un emprunt de 44,6 M€ portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,95 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Le solde de cet emprunt se chiffrait à 42,0 M€ (60,7 M$) au 30 septembre 2019.

Les facilités d'emprunt ont été refinancées en deux nouvelles tranches :

- Un emprunt de 33,8 M€ (48,8 M$) portant intérêt à un taux fixe de 1,30 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2035.
- Un emprunt de 32,6 M€ (47,0 M$) portant intérêt à un taux fixe de 1,30 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2019	2018	2019	2018
			(montants retraités – notes 3 et 4)		(montants retraités – notes 3 et 4)
Produits		142 814	116 464	413 926	343 166
Charges					
Exploitation		24 403	22 325	72 147	61 644
Frais généraux et administratifs		7 731	6 684	25 272	20 479
Projets potentiels		3 329	3 772	10 665	12 134
Bénéfice avant les éléments suivants :		107 351	83 683	305 842	248 909
Amortissement des immobilisations corporelles	8	38 230	26 213	110 964	78 644
Amortissement des immobilisations incorporelles		10 113	10 058	30 594	30 327
Bénéfice tiré de l'exploitation		59 008	47 412	164 284	139 938
Charges financières		59 474	47 939	170 704	140 814
Autres (produits) charges, montant net	5	(3 917)	313	(2 639)	5 319
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées		(16 225)	(11 192)	(9 193)	(10 276)
Perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers		6 031	1 897	9 225	(3 897)
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		13 645	8 455	(3 813)	7 978
Charge d'impôt sur le résultat					
Exigible		300	1 932	22 351	4 456
Différé		3 449	534	(21 187)	(3 877)
		3 749	2 466	1 164	579
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies		9 896	5 989	(4 977)	7 399
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées	4	(193)	3 467	21 171	4 078
Bénéfice net		9 703	9 456	16 194	11 477
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		14 085	10 736	18 117	17 450
Participations ne donnant pas le contrôle		(4 382)	(1 280)	(1 923)	(5 973)
		9 703	9 456	16 194	11 477
Bénéfice (perte) par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires :					
Bénéfice net (perte nette) par action, de base ($)	7	0,10	0,06	(0,04)	0,09
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) ($)	7	0,10	0,06	(0,04)	0,09
Bénéfice par action attribuable aux propriétaires :					
Bénéfice net par action, de base ($)	7	0,09	0,07	0,10	0,10
Bénéfice net par action, dilué ($)	7	0,09	0,07	0,10	0,10

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2019	2018 (montants retraités – notes 3 et 4)	2019	2018 (montants retraités – notes 3 et 4)
Bénéfice net		9 703	9 456	16 194	11 477
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :					
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger		3 424	(2 795)	(11 359)	4 079
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net		771	3 998	4 337	2 526
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie		(12 899)	(10 196)	(15 647)	(7 281)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie		3 308	(8 325)	7 571	4 548
Impôt différé connexe sur les éléments ci-dessus		3 138	2 042	4 486	(1 538)
Autres éléments du résultat global découlant des activités poursuivies		(2 258)	(15 276)	(10 612)	2 334
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	4	—	(38 176)	3 928	(36 657)
Autres éléments du résultat global		(2 258)	(53 452)	(6 684)	(34 323)
Total du résultat global		7 445	(43 996)	9 510	(22 846)
Total du résultat global attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		13 249	(27 755)	37 352	(4 177)
Participations ne donnant pas le contrôle		(5 804)	(16 241)	(27 842)	(18 669)
		7 445	(43 996)	9 510	(22 846)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux	Notes	30 septembre 2019	31 décembre 2018
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		145 635	79 586
Liquidités soumises à restrictions		63 910	29 981
Débiteurs		100 412	103 886
Instruments financiers dérivés	6	4 967	2 370
Charges payées d'avance et autres		16 826	12 454
Total des actifs courants		331 750	228 277
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	8	4 765 231	4 482 928
Immobilisations incorporelles		682 451	925 009
Frais de développement liés aux projets		16 968	30 119
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		464 892	604 773
Instruments financiers dérivés	6	75 483	9 817
Actifs d'impôt différé		32 404	16 465
Goodwill		60 376	109 995
Autres actifs non courants		59 794	73 901
		6 489 349	6 481 284
PASSIFS			
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs		199 348	165 068
Instruments financiers dérivés	6	31 823	29 999
Partie courante de la dette à long terme et des autres passifs	9	360 645	446 433
Total des passifs courants		591 816	641 500
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés		140 290	118 002
Dette à long terme	9	3 828 401	4 024 324
Autres passifs		282 693	173 345
Débentures convertibles	10	313 931	238 648
Passifs d'impôt différé		245 741	325 904
		5 402 872	5 521 723
CAPITAUX PROPRES			
Total des capitaux propres	11	1 086 477	959 561
		6 489 349	6 481 284

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 2019	Capitaux propres attribuables aux propriétaires								
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1er janvier 2019	6 546	1 272 604	131 069	3 976	(748 890)	(35 513)	629 792	329 769	959 561
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	—	18 117	—	18 117	(1 923)	16 194
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	19 235	19 235	(25 919)	(6 684)
Reclassement des pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	—	—	—	—	(378)	378	—	—	—
Total du résultat global	—	—	—	—	17 739	19 613	37 352	(27 842)	9 510
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 219	—	—	—	—	—	2 219	—	2 219
Paiements fondés sur des actions	—	49	—	—	—	—	49	—	49
Exercice d'options sur actions ordinaires	1 323	(4 357)	—	—	—	—	(3 034)	—	(3 034)
Débentures convertibles converties en actions ordinaires (note 10)	46 599	—	—	(856)	—	—	45 743	—	45 743
Débentures convertibles émises (déduction faite de l'impôt différé de 243 $) (note 10)	—	—	—	670	—	—	670	—	670
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 057	—	—	—	—	—	1 057	—	1 057
Achat d'actions - Régime d'actions liées au rendement	(2 385)	—	—	—	—	—	(2 385)	—	(2 385)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(218)	(218)
Disposition de participations ne donnant pas le contrôle (note 4)	—	—	—	—	—	—	—	(260 846)	(260 846)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	—	—	—	—	—	—	—	422 490	422 490
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(70 650)	—	(70 650)	—	(70 650)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(4 456)	—	(4 456)	—	(4 456)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(13 233)	(13 233)
Solde au 30 septembre 2019	55 359	1 268 296	131 069	3 790	(806 257)	(15 900)	636 357	450 120	1 086 477

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							Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total		
Solde au 1er janvier 2018	2 867	940 760	131 069	1 877	(645 297)	9 929	441 205	14 920	456 125
Bénéfice net (perte nette) (montants retraités – note 3)	—	—	—	—	17 450	—	17 450	(5 973)	11 477
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(21 627)	(21 627)	(12 696)	(34 323)
Total du résultat global	—	—	—	—	17 450	(21 627)	(4 177)	(18 669)	(22 846)
Actions ordinaires émises le 6 février 2018	330 607	—	—	—	—	—	330 607	—	330 607
Acquisition d'entreprise	—	—	—	—	—	—	—	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	(337 785)	337 785	—	—	—	—	—	—	—
Rachat d'actions ordinaires	(20)	(6 010)	—	—	(3 457)	—	(9 487)	—	(9 487)
Paiements fondés sur des actions	—	57	—	—	—	—	57	—	57
Composante capitaux propres des débentures convertibles (déduction faite de l'impôt différé de 766 $)	—	—	—	2 099	—	—	2 099	—	2 099
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	948	—	—	—	—	—	948	—	948
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	(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 (montants retraités – note 3)	4 273	1 272 592	131 069	3 976	(737 175)	(11 698)	663 037	314 895	977 932

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 septembre 2019	Périodes de trois mois closes les 30 septembre 2018 (montants retraités – notes 3 et 4)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 (montants retraités – notes 3 et 4)
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION					
Bénéfice net		9 703	9 456	16 194	11 477
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées		193	(3 467)	(21 171)	(4 078)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies		9 896	5 989	(4 977)	7 399
Éléments sans effet sur la trésorerie :					
Amortissements		48 343	36 271	141 558	108 971
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées		(16 225)	(11 192)	(9 193)	(10 276)
Perte nette latente (bénéfice net latent) sur instruments financiers		6 031	1 897	9 225	(3 897)
Autres		1 156	(131)	1 076	156
Charges d'intérêts		58 158	47 359	167 541	138 820
Intérêts versés		(55 036)	(33 942)	(138 970)	(107 160)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		8 808	10 767	15 728	14 739
Charge d'impôt sur le résultat		3 749	2 466	1 164	579
Impôt sur le résultat payé, montant net		(12 518)	(2 533)	(15 995)	(4 689)
Incidence de la variation des taux de change		(6 957)	3	(3 994)	659
		45 405	56 954	163 163	145 301
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	13	(8 903)	(16 830)	(7 956)	(5 974)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies		36 502	40 124	155 207	139 327
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées		—	5 793	13 122	24 807
		36 502	45 917	168 329	164 134
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT					
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(23 193)	(19 304)	(67 122)	(55 295)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(1 485)	(1 485)	(4 456)	(4 456)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(2 706)	(2 901)	(9 956)	(5 067)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		372 861	—	422 490	—
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés		103 287	204 030	736 990	733 564
Remboursement de la dette à long terme		(344 101)	(58 304)	(897 867)	(494 039)
Paiement d'autres passifs		679	—	(2 335)	—
Produit net de l'émission de débentures convertibles		120 021	(500)	120 021	143 090
Rachat d'actions ordinaires		(2 385)	—	(2 385)	(9 487)
Paiement des retenues à la source à la suite de l'exercice d'options sur actions		41	—	(3 034)	—
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies		223 019	121 536	292 346	308 310
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités abandonnées		—	6 818	20 059	9 574
		223 019	128 354	312 405	317 884
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT					
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de la trésorerie acquise		—	(131 248)	—	(244 288)
Produit de la vente d'entreprises, déduction faite des coûts de transaction (6 646 $) et du montant de trésorerie cédé (13 877 $)	4	(193)	—	383 696	—
Variation des liquidités soumises à des restrictions		197	6 493	(38 825)	21 031
Fonds nets investis dans les comptes de réserve		(233)	87	(2 357)	(2 117)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(184 304)	(61 779)	(703 645)	(81 026)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		—	—	—	(3 373)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(2 966)	52	(5 410)	(705)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		(13 229)	(131 540)	(13 753)	(131 540)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle		—	—	—	(1 700)
Ajouts aux autres actifs non courants		(362)	189	(388)	362
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		(592)	216	16	215
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies		(201 682)	(317 530)	(380 666)	(443 141)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées		—	(7 235)	(31 957)	(19 159)
		(201 682)	(324 765)	(412 623)	(462 300)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(826)	(683)	(2 062)	271
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		57 013	(151 177)	66 049	19 989
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		88 622	233 080	79 586	61 914
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période		145 635	81 903	145 635	81 903

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 13.

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

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada), 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 hydroélectrique, éolien et solaire. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités, 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 12 novembre 2019.

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

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

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 (l' « IASB »). 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.

Base d'évaluation

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été établis au coût historique, sauf pour ce qui est de certains instruments financiers et actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises à la date d'acquisition qui sont évalués à la juste valeur, tel qu'il est décrit dans les principales méthodes comptables incluses dans le plus récent rapport annuel de la Société. Le coût historique est généralement calculé en fonction de la juste valeur de la contrepartie donnée en échange des actifs.

Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités sont présentés en dollars canadiens, soit la monnaie fonctionnelle de la Société.

Contrats de location (politique applicable à partir du 1er janvier 2019)

Nature des activités de location

En règle générale, la Société loue des terrains et des bureaux. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes à long terme en fonction de la durée estimée de chaque projet au départ. Les baux fonciers pour un projet donné sont habituellement négociés conjointement, avec les gouvernements, pour les terres appartenant au gouvernement, ou directement avec des groupes de propriétaires fonciers privés, pour les terres appartenant au secteur privé. Les contrats de location de bureaux et les autres contrats de location sont négociés individuellement et contiennent des modalités très variées. Étant donné que les baux fonciers sont négociés pour de longues périodes, la plupart des baux fonciers prévoient des paiements supplémentaires en fonction de l'évolution de l'inflation. En outre, les contrats de location prévoient généralement une option de renouvellement du bail pour une période supplémentaire après la fin de la période contractuelle non résiliable. La Société évalue à la date de début de la location si elle a la certitude raisonnable d'exercer les options de prolongation.

Les contrats de location sont comptabilisés comme un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative correspondante à la date à laquelle l'actif loué est prêt à être utilisé par la Société. Tous les paiements de loyers sont répartis entre l'obligation locative et les charges financières. Les charges financières sont imputées aux résultats pendant la période couverte par le contrat de location de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le solde restant du passif pour chaque période.

i) Obligations locatives

Les obligations locatives sont comptabilisées dans les autres passifs à l'état consolidé de la situation financière et évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers futurs, actualisée au moyen du taux d'intérêt implicite du contrat de location. Si ce taux ne peut être déterminé, le taux d'emprunt marginal du preneur doit être utilisé, soit le taux d'intérêt que le preneur aurait à payer pour emprunter les fonds nécessaires pour se procurer un bien de valeur similaire dans un environnement économique similaire et avec des modalités semblables. Pour déterminer le montant des paiements de loyers futurs, la Société tient compte de l'information suivante :

- les paiements fixes, y compris en substance, déduction faite des avantages incitatifs à la location à recevoir;
- les paiements de loyers variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

Les paiements liés à des contrats de location à court terme et à des contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur sont comptabilisés sur une base linéaire à titre de charges en résultat net. Les contrats de location à court terme sont des contrats de location d'une durée de 12 mois ou moins.

Les obligations locatives sont ultérieurement évaluées au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif. Une réévaluation des obligations locatives survient lorsqu'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs découlant d'une variation de l'indice ou du taux pertinent.

ii) Actifs au titre de droits d'utilisation

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles à l'état consolidé de la situation financière au coût, ce qui comprend l'évaluation initiale de l'obligation locative, les paiements de loyers effectués à la date de début ou avant et les coûts directs initiaux.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont ensuite amortis selon la méthode linéaire, selon la plus courte des périodes suivantes : i) sur la durée d'utilité estimée des actifs ou ii) sur la durée du contrat de location, y compris, lorsque la Société a la certitude raisonnable d'exercer les options visant à prolonger cette durée. Les durées d'utilité estimées des actifs au titre de droits d'utilisation sont déterminées sur la même base que celles des immobilisations corporelles.

Frais de développement de projets

Les frais de développement de projets sont comptabilisés au coût moins les pertes de valeur, s'il y a lieu, et représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et pour la conception et le développement d'emplacements pour des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires. Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition ou au développement sont incorporés aux frais de développement de projets.

La Société diffère les frais de développement de projets lorsqu'il devient probable que le projet sera achevé et qu'il générera des avantages économiques futurs qui iront à la Société. La Société prend cette décision en tenant compte de divers facteurs, soit individuellement ou combinés, tels que, entre autres :

- la question à savoir si les permis requis pour un projet potentiel ont été accordés, ou s'il est probable qu'ils le seront;
- les droits d'accès aux terres requises ont été garantis ou il est probable qu'ils le seront;
- l'annonce, ou la probabilité qu'elle soit faite, de l'attribution d'un contrat d'achat d'électricité pour un projet potentiel;
- l'accès à un marché ouvert si le projet ne se trouve pas sur un marché sur lequel on s'attend à ce qu'un contrat d'achat d'électricité lui soit attribué.

Ces coûts sont transférés aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles au début de la construction. Lorsqu'il n'est plus probable qu'un projet sera réalisé, les frais de développement différés à cette date sont passés en charges. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées

Les actifs non courants sont classés comme détenus en vue de la vente si leur valeur comptable sera recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue et si la vente est considérée comme étant hautement probable. Ils sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de vente, sauf pour ce qui est des actifs comme les actifs d'impôt différé et les actifs générés par des avantages du personnel, lesquels sont spécifiquement exemptés de cette exigence.

Les actifs non courants ne sont pas amortis pendant la durée où ils sont classés comme détenus en vue de la vente. Les intérêts et autres charges attribuables aux passifs directement liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente continuent d'être comptabilisés.

Les actifs classés comme détenus en vue de la vente sont présentés séparément des autres actifs dans l'état consolidé de la situation financière. Les passifs directement liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente sont présentés séparément des autres passifs dans l'état consolidé de la situation financière.

Une activité abandonnée est une composante des activités de la Société qui a été cédée ou qui est classée comme détenue en vue de la vente, qui représente une ligne d'activité ou une zone géographique principale et distincte et qui fait partie d'un plan unique et coordonné en vue de se séparer de cette ligne d'activité ou de cette région géographique. Les résultats des activités abandonnées sont présentés séparément dans le compte consolidé de résultat. Les chiffres comparatifs sont ajustés dans le compte consolidé de résultat et dans l'état consolidé du résultat global comme si les activités avaient été abandonnées dès le début de la période comparative.

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle dans l'actif net des filiales consolidées sont présentées séparément des capitaux propres de la Société. Les participations des actionnaires ne détenant pas le contrôle peuvent initialement être évaluées à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle dans les montants comptabilisés des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. Le choix de la méthode d'évaluation doit être effectué pour chaque acquisition. Après l'acquisition, les participations ne donnant pas le contrôle sont composées du montant attribué à ces participations au moment de la comptabilisation initiale et de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation des capitaux propres depuis la date de l'acquisition.

Dans le cas de projets aux États-Unis, où des investisseurs participant au partage fiscal sont impliqués, l'évaluation initiale de la participation des actionnaires ne détenant pas le contrôle est faite à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, tandis que les évaluations ultérieures sont effectuées 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 actionnaires ne détenant pas le contrôle advenant la liquidation hypothétique de l'entité à la valeur comptable nette des actifs sous-jacents. Pour des projets qui sont toujours en construction, pourvu qu'ils ne génèrent aucun bénéfice imposable (aucune perte fiscale) puisque aucun produit n'a été comptabilisé et que toutes les charges sont inscrites à l'actif, les évaluations ultérieures au moyen de la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, telle qu'elle est décrite précédemment, sont faites à compter de la date de mise en service commerciale, quand le projet commence à générer un revenu imposable (perte fiscale).

Provision pour restructuration

Une provision pour restructuration est comptabilisée lorsque la Société a établi un plan formel et détaillé de restructuration, et lorsque celui-ci a été amorcé ou annoncé publiquement. Les provisions pour restructuration ne comprennent que les coûts marginaux liés directement à la restructuration. Les pertes d'exploitation futures et les autres coûts liés aux activités courantes ne sont pas provisionnés.

Avantages du personnel

Les prestations de cessation d'emploi sont comptabilisées en charges à la première des dates suivantes : la date où la Société ne peut plus retirer son offre de prestations ou la date où la Société comptabilise les coûts d'une restructuration. Si le règlement intégral des prestations n'est pas attendu dans les douze mois qui suivent la date de clôture, ces dernières sont comptabilisées à leur valeur actualisée.

3. MODIFICATIONS DE NORMES COMPTABLES

3.1 Nouvelles normes comptables et interprétations adoptées au cours de l'exercice

La Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, avec une date d'application initiale au 1er janvier 2019 :

IFRS 16, *Contrats de location*

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, *Contrats de location (*« 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. La Société a adopté cette norme rétrospectivement le 1er janvier 2019 sans retraiter les chiffres des périodes comparables, comme le permettent les dispositions transitoires propres à la norme (méthode rétrospective modifiée).

L'adoption initiale d'IFRS 16 a entraîné la comptabilisation d'obligations locatives dans l'état consolidé de la situation financière liées à des contrats de location qui avaient auparavant été classés à titre de « contrats de location simple » aux termes d'IAS 17, *Contrats de location*, et la comptabilisation d'un actif correspondant au titre du droit d'utilisation. Les obligations locatives ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyers restants, actualisées à l'aide du taux d'emprunt marginal du preneur au 1er janvier 2019. Le taux d'emprunt marginal moyen pondéré du preneur appliqué aux obligations locatives le 1er janvier 2019 était de 3,79 %.

Les actifs au titre de droits d'utilisation ont été évalués au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer se rapportant au contrat de location correspondant comptabilisé dans l'état consolidé de la situation financière au 31 décembre 2018. Il n'existait aucun contrat de location déficitaire qui aurait nécessité un ajustement aux actifs au titre de droits d'utilisation à la date d'application initiale.

Au moment de l'application initiale d'IFRS 16, la Société a utilisé les mesures de simplification qui suivent permises aux termes de la norme :

- le recours à des évaluations antérieures pour déterminer si les contrats de location sont déficitaires;
- la comptabilisation des contrats de location simple dont la durée résiduelle est inférieure à 12 mois au 1er janvier 2019, comme des contrats de location à court terme;
- l'exclusion des coûts directs initiaux de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de première application;
- l'utilisation des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui contient des options de prolongation ou de résiliation.

Le tableau suivant présente un rapprochement de l'obligation locative au 1er janvier 2019 :

	Au 1er janvier 2019
Engagements découlant de contrats de location simple compris dans les engagements totaux présentés au 31 décembre 2018	188 983
Actualisation à l'aide du taux d'emprunt marginal du preneur à la date de première application	122 270
Obligation locative comptabilisée au 1er janvier 2019	122 270
Ajouter : charges payées d'avance nettes liées aux contrats de location au 31 décembre 2018	1 618
Actif au titre du droit d'utilisation comptabilisé au 1er janvier 2019	123 888

Le tableau qui suit présente l'incidence de l'application d'IFRS 16 sur le solde d'ouverture dans l'état consolidé de la situation financière au 1er janvier 2019 :

	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements / Administration	Total
Actifs courants					
Charges payées d'avance et autres	—	(1 640)	(50)	—	(1 690)
Actifs non courants					
Actifs au titre de droits d'utilisation présentés dans les immobilisations corporelles	2 775	56 652	839	63 622	123 888
Passifs courants					
Fournisseurs et autres créditeurs	—	(72)	—	—	(72)
Obligations locatives présentées dans les autres passifs	50	2 410	12	2 612	5 084
	50	2 338	12	2 612	5 012
Passifs non courants					
Obligations locatives présentées dans les autres passifs	2 725	52 674	777	61 010	117 186

L'incidence de l'application d'IFRS 16 sur l'état consolidé du résultat net correspond à une diminution des charges d'exploitation (anciennement – contrats de location simple fonciers) et des frais généraux et administratifs (anciennement – contrats de location simple pour des locaux à bureau), compensée par une augmentation des charges financières (découlant des obligations locatives) et de l'amortissement (découlant des actifs correspondants au titre de droits d'utilisation).

Jugements et estimations comptables critiques

La Société fait un certain nombre d'estimations et pose un certain nombre de jugements dans l'application de sa méthode comptable relative aux contrats de location.

Les jugements critiques impliquent de : i) déterminer si un contrat comprend un bail, et de ii) déterminer si la Société a une certitude raisonnable qu'une option de prolongation sera exercée. Les principales sources d'incertitude liées aux estimations comprennent la détermination du taux d'actualisation approprié à utiliser dans le calcul de la valeur actualisée des paiements de loyers futurs.

Des changements imprévus de ces jugements ou estimations pourraient avoir une incidence sur les montants comptabilisés des obligations locatives et des actifs au titre de droits d'utilisation lors de la comptabilisation initiale, ainsi que sur l'évaluation ultérieure des obligations locatives et des actifs au titre de droits d'utilisation. Ces facteurs pourraient éventuellement entraîner des modifications aux montants présentés dans les comptes consolidés de résultat et les états consolidés de la situation financière.

3.2 Filiales non entièrement détenues

Avant son acquisition par la Société le 6 février 2018, Alterra comptabilisait Kokomo et Spartan comme des coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Le 31 décembre 2018, la Société a terminé son examen des diverses ententes de partenariat et a conclu qu'elle exerce un contrôle sur ces entités et, ainsi, que ces dernières devraient être consolidées. Ce changement a été pris en compte dans les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018, mais ces entités ont été comptabilisées à titre de coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence dans tous les états financiers intermédiaires consolidés résumés de 2018. Ainsi, les chiffres comparatifs présentés dans les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés pour la période close le 30 juin 2018 ont été retraités pour tenir compte de cette réévaluation.

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 25 mars 2019, la Société a conclu une entente visant la vente de sa filiale en propriété exclusive Magma Energy Sweden A.B., qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »). HS Orka représente à la fois le secteur géographique islandais et le secteur d'exploitation géothermique de la Société. La juste valeur diminuée des frais de vente a été estimée comme étant supérieure à la valeur comptable des actifs nets détenus en vue de la vente. Au 31 mars 2019, les critères relatifs aux actifs détenus en vue de la vente étaient respectés, et ils exigent que les actifs et passifs de HS Orka soient classés comme étant détenus en vue de la vente.

Le 23 mai 2019, la Société a conclu la vente de HS Orka à Jarðvarmi slhf au prix de 299 910 $ US (404 219 $), compte non tenu des ajustements de clôture décrits ci-après, aux mêmes conditions que celles annoncées le 25 mars 2019.

Les ajustements de clôture de la vente ont été finalisés en juillet 2019 et ont donné lieu à une réduction du prix d'achat de 2 542 $ US (3 327 $), pour s'établir à 297 368 $ US (400 892 $).

Le tableau suivant présente un sommaire du bénéfice net découlant des activités abandonnées :

	Période de trois mois close le 30 septembre 2019	Période de trois mois close le 30 septembre 2018	Période de neuf mois close le 30 septembre 2019	Période de 329 jours close le 30 septembre 2018
Produits	—	25 297	40 006	67 292
Charges	—	26 210	39 677	69 602
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	—	(4 111)	(3 718)	(7 127)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	—	3 198	4 047	4 817
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	—	(269)	(40)	739
Bénéfice net découlant des activités abandonnées avant les éléments suivants :	—	3 467	4 087	4 078
Perte (profit) sur la vente de la filiale	193	—	(17 084)	—
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées	(193)	3 467	21 171	4 078
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	—	(38 176)	3 928	(36 657)
Total du résultat global découlant des activités abandonnées	(193)	(34 709)	25 099	(32 579)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées attribuable aux éléments suivants :				
Propriétaires de la société mère	(193)	1 907	19 038	1 484
Participations ne donnant pas le contrôle	—	1 560	2 133	2 594
	(193)	3 467	21 171	4 078
Total du résultat global découlant des activités abandonnées attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(193)	(20 353)	42 188	(21 568)
Participations ne donnant pas le contrôle	—	(14 356)	(17 089)	(11 011)
	(193)	(34 709)	25 099	(32 579)
(Perte nette) bénéfice net par action découlant des activités abandonnées				
Bénéfice net par action, de base ($)	(0,01)	0,01	0,14	0,01
Bénéfice net par action, dilué ($)	(0,01)	0,01	0,14	0,01

4.1 Renseignements détaillés sur la vente de la filiale

	Total $ CA
Contrepartie reçue ou à recevoir, déduction faite des coûts de transaction :	
Contrepartie en trésorerie (299 910 $ US)	404 219
Contrepartie à payer pour l'ajustement au fonds de roulement (2 542 $ US)	(3 327)
Coûts de transaction	(6 646)
Contrepartie totale liée à la cession, déduction faite des coûts de transaction	394 246
Valeur comptable des actifs nets vendus	331 147
Profit sur la vente avant reclassement des écarts de change découlant de la conversion de devises	63 099
Reclassement des écarts de change découlant de la conversion de devises	46 015
Profit sur la vente	17 084

Le tableau ci-dessous présente les valeurs comptables des actifs et des passifs à la date de la vente.

	Au 23 mai 2019
Actifs courants	37 039
Actifs non courants	855 734
Total des actifs détenus en vue de la vente	892 773
Passifs courants	71 976
Passifs non courants	228 804
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	331 147
Participations ne donnant pas le contrôle	260 846
Total des passifs détenus en vue de la vente	892 773

5. AUTRES (PRODUITS) CHARGES, MONTANT NET

Coûts de restructuration

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a entrepris une restructuration de son service de comptabilité, qui prévoit la centralisation des fonctions comptables au siège social afin d'améliorer l'efficacité organisationnelle (le « Plan »). Suite à l'annonce du Plan à son personnel, la Société a comptabilisé une provision de 1 822 $ pour les coûts de restructuration, qui comprennent principalement des honoraires de consultation et des indemnités de cessation d'emploi. Au 30 septembre 2019, les activités de restructuration se poursuivaient et une somme de 471 $ a été engagée jusqu'à présent. La réorganisation sera achevée d'ici le deuxième trimestre de 2020.

6. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Le 8 mai 2019 et le 5 juin 2019, la Société a conclu huit ententes de swap de taux d'intérêt libellées en dollars américains pour atténuer le risque de taux d'intérêt lié à l'emprunt à terme de Foard City. Au 30 septembre 2019, les montants nominaux de ces contrats, qui viendront à échéance en 2029, totalisaient 23 370 $ US (30 949 $ CA). La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La Société a désigné les swaps de taux d'intérêt comme des couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables.

Le 18 juillet 2019 et le 22 juillet 2019, la Société a conclu six ententes de swap de taux d'intérêt pour atténuer le risque de taux d'intérêt sur les facilités de crédit renouvelables détenues par la Société. Les montants nominaux de ces contrats, qui viendront à échéance entre 2029 et 2049, totalisent 125 000 $ au 30 septembre 2019. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La Société a désigné les swaps de taux d'intérêt comme des couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables.

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
		(montants retraités - notes 3 et 4)		(montants retraités - notes 3 et 4)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires	14 278	8 829	(921)	15 966
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)	(4 456)	(4 456)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux actionnaires ordinaires	12 793	7 344	(5 377)	11 510
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	14 085	10 736	18 117	17 450
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)	(4 456)	(4 456)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	12 600	9 251	13 661	12 994
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	133 400	132 759	133 229	129 329
Bénéfice net (perte nette) par action découlant des activités poursuivies, de base et dilué(e) ($)	0,10	0,06	(0,04)	0,09
Bénéfice net par action, de base et dilué ($)	0,09	0,07	0,10	0,10

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont potentiellement dilutifs[1] (en milliers) :				
Options sur actions	175	715	152	720
Actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	301	203	301	203
	476	918	453	923
Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont exclues des éléments potentiellement dilutifs (en milliers) :				
Options sur actions	—	203	203	203
Débentures convertibles	16 576	14 167	16 576	14 167
	16 576	14 370	16 779	14 370
Total des actions conditionnelles qui peuvent être émises à partir des instruments de capitaux propres en cours	17 052	15 288	17 232	15 293

1. Les options sur actions dont le prix d'exercice était inférieur au cours de marché moyen des actions ordinaires sont incluses dans le calcul des instruments de capitaux propres potentiellement dilutifs. Les émissions d'actions conditionnelles ont un effet antidilutif sur la perte par action.

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations géothermiques	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût								
Au 1er janvier 2019	3 095	2 089 405	2 025 711	165 273	418 317	339 137	17 518	5 058 456
Changement de méthodes comptables (voir la note 3.1)	115 319	97	—	—	—	—	8 472	123 888
Solde ajusté au 1er janvier 2019	118 414	2 089 502	2 025 711	165 273	418 317	339 137	25 990	5 182 344
Ajouts[1]	—	597	2 388	174	—	780 010	3 682	786 851
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	544 480	—	—	(544 480)	—	—
Actifs détenus en vue de la vente	—	—	—	—	(418 317)	(62 739)	—	(481 056)
Cessions	—	—	(1 678)	—	—	—	(169)	(1 847)
Autres modifications	1 286	17	19 989	42	—	—	140	21 474
Écarts de change, montant net	(3 826)	(294)	(64 344)	(1 229)	—	(7 238)	(115)	(77 046)
Au 30 septembre 2019	115 874	2 089 822	2 526 546	164 260	—	504 690	29 528	5 430 720
Cumul de l'amortissement								
Au 1er janvier 2019	—	(270 622)	(236 218)	(41 329)	(16 290)	—	(11 069)	(575 528)
Amortissement[2]	(3 269)	(29 694)	(69 524)	(7 484)	—	—	(2 383)	(112 354)
Actifs détenus en vue de la vente	—	—	—	—	16 290	—	—	16 290
Cessions	—	—	635	—	—	—	169	804
Écarts de change, montant net	32	98	5 063	69	—	—	37	5 299
Au 30 septembre 2019	(3 237)	(300 218)	(300 044)	(48 744)	—	—	(13 246)	(665 489)
Valeur comptable au 30 septembre 2019[3]	112 637	1 789 604	2 226 502	115 516	—	504 690	16 282	4 765 231

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

1. 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 renouvelables 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 engagés avant la mise en service de 37 792 $.

2. Une tranche de 1 390 $ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

3. Les immobilisations corporelles comprennent des actifs au titre de droits d'utilisation d'une valeur comptable de 117 536 $ aux termes de contrats de location.

9. DETTE À LONG TERME

a. Modification de la facilité de crédit d'un an et remboursement subséquent

Le 23 avril 2019, Innergex a modifié sa facilité de crédit d'un an contractée en octobre 2018, au moment de l'acquisition des parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier, afin d'ajouter une capacité additionnelle de 100 000 $ qui sera utilisée au besoin dans le but d'assurer une plus grande souplesse. Innergex a remboursé la facilité à même le produit net de la vente de sa participation dans HS Orka.

b. Financement pour le projet éolien Foard City et conversion en un emprunt à terme

Le 8 mai 2019, la Société a conclu une entente de construction et de crédit à long terme pour le projet éolien Foard City.

L'entente de crédit comporte deux facilités :

- Une facilité d'emprunt lié à la construction de 23 370 $ US portant intérêt au taux LIBOR majoré de 1,00 %. Le 27 septembre 2019, l'emprunt lié à la construction a été converti en un emprunt à terme portant intérêt au taux LIBOR majoré de 1,75 % pour les quatre années suivant la conversion et de 1,88 % par la suite, et ce, jusqu'à l'échéance. L'exposition liée à la variabilité des taux d'intérêt a été couverte au moyen d'un swap de taux d'intérêt qui est entré en vigueur le 30 septembre 2019, faisant en sorte que le taux d'intérêt soit fixé à 2,25 %. L'emprunt à terme est d'une durée de sept ans et les versements de capital sont dus à l'échéance. Au 30 septembre 2019, un montant en capital total de 23 370 $ US (30 949 $) était impayé.
- Un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 267 540 $ US portant intérêt au taux LIBOR majoré de 1,00 %. Le 27 septembre 2019, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal, dont le capital total se chiffrait alors à 236 444 $ US (312 200 $), a été remboursé à l'aide du produit de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal suite à l'achèvement des activités de mise en service.

10. DÉBENTURES CONVERTIBLES

a. Rachat des débentures convertibles à 4,25 %

Le 10 août 2015, la Société a émis un montant en capital total de 100 000 $ de débentures convertibles à 4,25 % à un prix de 1 000 $ la débenture convertible, portant intérêt à un taux de 4,25 % par année, payable semestriellement le 31 août et le 28 février de chaque année, à compter du 28 février 2016. Les débentures convertibles sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 15,00 $ par action, soit un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires pour chaque tranche de 1 000 $ de montant en capital de débentures convertibles. Les débentures convertibles arrivent à échéance le 31 août 2020 et sont rachetables au pair plus les intérêts courus et impayés depuis le 31 août 2018.

Le 5 septembre 2019, la Société a émis un avis de rachat et d'expiration du privilège de conversion visant les débentures convertibles à 4,25 % d'un capital global de 100 000 $. De ce montant en capital, une tranche de 45 743 $ a été convertie à la demande des porteurs en 3 049 530 actions ordinaires de la Société au prix de conversion de 15 $ l'action.

b. Émission des débentures convertibles à 4,65 %

Le 30 septembre 2019, la Société a émis un montant en capital total de 125 000 $ de débentures convertibles à 4,65 % à un prix de 1 000 $ par débenture convertible, portant intérêt à un taux de 4,65 % par année, payable semestriellement le 31 octobre et le 30 avril de chaque année, à compter du 30 avril 2020. Les débentures convertibles sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 22,90 $ par action, soit un taux de conversion de 43,6681 actions ordinaires pour chaque tranche de 1 000 $ de montant en capital au titre des débentures convertibles. Les débentures convertibles arrivent à échéance le 31 octobre 2026. À compter du 31 octobre 2022 et avant le 31 octobre 2024, 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 31 octobre 2024, Innergex peut racheter les débentures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés.

Innergex a aussi attribué une option de surrallocation aux preneurs fermes du placement leur permettant de souscrire, dans les 30 jours qui suivent la clôture du placement, des débentures supplémentaires d'un capital global maximal de 18,75 M$ au prix d'offre de 1 000 $ la débenture, afin de couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant.

Produit de l'émission des débentures convertibles à 4,65 %	125 000
Coûts de transaction	(5 750)
Produit net	119 250
Montant classé dans les capitaux propres (670 $, déduction faite de l'impôt différé de 243 $)	(913)
Composante passif des débentures convertibles au moment de l'émission	118 337

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

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.

11. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Rachat d'actions ordinaires

Le 21 mai 2019, 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 (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,5 % des 133 559 963 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 15 mai 2019. L'offre a été lancée le 24 mai 2019 et prendra fin le 23 mai 2020. Avant le 30 septembre 2019, aucune action ordinaire n'avait été rachetée et annulée.

Paiements fondés sur des actions

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, 2 122 764 options sur actions ont été exercées à divers prix par action, ce qui a donné lieu à l'émission de 472 737 actions ordinaires sans décaissement. La différence entre les 2 122 764 options exercées et les 472 737 actions ordinaires émises découle de l'exercice des options sans décaissement par les porteurs et de la retenue des déductions à la source par la Société tel que cela est autorisé par le régime d'options sur actions et le conseil d'administration.

Par ailleurs, 78 142 options sur actions ont été attribuées au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2019. Les droits rattachés aux options sur actions attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis annuellement en tranches égales pendant un délai de quatre ans suivant la date d'attribution. Les options doivent être exercées avant le 27 août 2026 à un prix d'exercice de 14,41 $.

Années d'attribution	Prix d'exercice ($)	Options en circulation au 1er janvier 2019 (en milliers)	Nombre d'options attribuées (en milliers)	Nombre d'options exercées (en milliers)	Options en circulation au 30 septembre 2019 (en milliers)
2010	8,75	618	—	(460)	158
2011	9,88	770	—	(770)	—
2012	10,70	397	—	(397)	—
2013	9,13	397	—	(263)	134
2014	10,96	397	—	(232)	165
2016	14,65	126	—	—	126
2017	14,52	77	—	—	77
2019	14,41	—	78	—	78
		2 782	78	(2 122)	738

Dividendes déclarés sur les actions ordinaires

Les dividendes suivants sur les actions ordinaires ont été déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ($/action)	0,175	0,170	0,525	0,510

Dividendes déclarés sur les actions ordinaires non comptabilisés à la clôture de la période de présentation de l'information financière

Les dividendes suivants seront versés par la Société le 15 janvier 2020 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire ($)	Dividende par action privilégiée de série A ($)	Dividendes par action privilégiée de série C ($)
12/11/2019	31/12/2019	15/01/2020	0,1750	0,2255	0,359375

12. FILIALES

Projet solaire Phoebe

La Société détient la totalité de la participation de commanditaire dans le projet solaire Phoebe, tandis que la participation au partage fiscal est détenue par l'investisseur participant au partage fiscal. L'investisseur participant au partage fiscal a investi un montant initial de 37 205 $ US (49 768 $), ce qui représente 20 % de son apport de capital.

Projet éolien Foard

La Société détient l'intégralité de la participation de commanditaire dans le projet éolien Foard City, tandis que la participation au partage fiscal est détenue par l'investisseur participant au partage fiscal. Le 27 septembre 2019, suite à l'achèvement des activités de mise en service du projet, la Société a reçu l'intégralité du financement lié au partage fiscal, pour un montant total de 282 280 $ US (372 722 $).

Le 27 septembre 2019, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal, dont le capital total se chiffrait à 236 444 $ US (312 200 $), a été remboursé par une participation au partage fiscal de 282 280 $ US (372 722 $).

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

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
		(montants retraités - notes 3 et 4)		(montants retraités - notes 3 et 4)
Débiteurs	(11 760)	(7 456)	(13 566)	18 130
Charges payées d'avance et autres	(5 536)	(5 900)	(6 062)	(6 455)
Fournisseurs et autres créditeurs	8 393	(3 474)	11 672	(17 649)
	(8 903)	(16 830)	(7 956)	(5 974)

b. Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
		(montants retraités - notes 3 et 4)		(montants retraités - notes 3 et 4)
Intérêts versés relativement aux activités d'exploitation	(55 036)	(33 942)	(138 970)	(107 160)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(8 223)	(1 868)	(14 082)	(2 088)
Total des intérêts versés	(63 259)	(35 810)	(153 052)	(109 248)
Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :				
Immobilisations corporelles impayées	(75 031)	21 236	44 968	21 394
Actions dont les droits ont été acquis dans le régime d'ALR	—	—	1 057	948
Coûts de transaction impayés liés aux débentures convertibles	771	(500)	771	—
Coûts de développement de projets impayés	329	—	(382)	—
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de débentures convertibles	45 743	—	45 743	—
Actions ordinaires émises par suite de l'exercice d'options sur actions	142	—	1 323	—
Distributions non versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	148	—	195	—
Réévaluation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	12 163	70	36 559	7
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	180	3 233	2 219	7 656
Variation de la juste valeur des obligations locatives	(33)	—	1 443	—
Actions ordinaires émises au moment de l'acquisition d'Alterra	—	—	—	330 607
Participation dans des coentreprises et des entreprises associées non payée	(13 753)	13 154	(13 753)	13 154
Investissement provenant de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	—	—	—	697
Ajustements de clôture impayés liés à la vente de HS Orka	—	—	3 327	—

c. Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Variations de la dette à long terme				
Dette à long terme au début de la période	4 420 967	3 584 478	4 470 252	3 153 262
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente	—	—	(96 515)	—
Augmentation de la dette à long terme	103 287	218 439	751 627	750 660
Remboursement de la dette à long terme	(344 101)	(58 304)	(897 867)	(494 039)
Paiement des frais de financement différés	—	(14 409)	(14 637)	(17 096)
Acquisitions d'entreprises	—	—	—	313 366
Autres charges financières hors trésorerie	15 403	2 268	33 407	10 112
Écarts de change, montant net	(11 705)	(20 029)	(62 416)	(3 822)
Dette à long terme à la fin de la période	4 183 851	3 712 443	4 183 851	3 712 443
Variations des débentures convertibles				
Débentures convertibles au début de la période	240 038	237 247	238 648	96 246
Augmentation des débentures convertibles émises	125 000	(10)	125 000	140 225
Coûts de transaction	(5 750)	—	(5 750)	—
Débentures convertibles converties en actions ordinaires	(45 743)	—	(45 743)	—
Montant classé dans les capitaux propres	(913)	—	(913)	—
Désactualisation des débentures convertibles	1 299	705	2 689	1 471
Débentures convertibles à la fin de la période	313 931	237 942	313 931	237 942

14. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs opérationnels

La Société produit et vend l'électricité générée par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et ses installations solaires à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. La direction de la Société analyse les résultats et gère les opérations en fonction du type de technologie, ce qui donne lieu à des structures de coûts et à des exigences différentes en matière de compétences pour les équipes opérationnelles. Par conséquent, la Société compte trois secteurs opérationnels : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne et c) la production solaire.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, parallèlement à la conclusion d'une entente visant la vente de sa participation dans HS Orka, le secteur de la production géothermique de la Société a été reclassé dans les activités abandonnées (voir la note 4). Par conséquent, l'information sectorielle comparative a été retraitée.

La direction de la Société évalue le rendement de ses secteurs opérationnels en fonction des produits et du BAIIA ajusté. Au cours de la période, la direction a révisé ses informations sectorielles afin de mieux refléter la façon dont elle évalue le rendement de ses secteurs opérationnels. Certaines affectations corporatives (comme les frais généraux et administratifs) qui avaient été effectuées antérieurement ont été abandonnées afin de différencier le rendement opérationnel du rendement corporatif. De plus, en mettant l'accent sur certaines mesures, l'information révisée clarifie la manière dont la direction évalue le rendement de ses secteurs opérationnels. Les participations de la Société dans des coentreprises et des entreprises associées ont également augmenté considérablement en 2018 à la suite de certaines acquisitions d'entreprises. Ainsi, en incluant l'apport des coentreprises et des entreprises associées aux principales mesures de rendement, l'information révisée reflète mieux les récents changements structurels de la Société. Certains chiffres comparatifs ont été retraités afin de les rendre conformes à la présentation révisée.

Les « produits proportionnels » visent les produits, plus la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex. Le « BAIIA ajusté » représente le bénéfice net (la perte nette) avant la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements, ajustés pour exclure le montant net des autres charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers. Le « BAIIA ajusté proportionnel » représente le BAIIA ajusté, plus la quote-part de la Société du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées. La « marge du BAIIA ajusté » représente le BAIIA ajusté divisé par les produits. Le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et la marge du BAIIA ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et la marge du BAIIA ajusté ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS.

À l'exception du BAIIA ajusté, du BAIIA ajusté proportionnel et de la marge du BAIIA ajusté décrits ci-dessus, les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables ». La Société comptabilise à la valeur comptable les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion.

Période de trois mois close le 30 septembre 2019 Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	74 440	54 778	13 596	142 814
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	32 203	4 324	475	37 002
Produits proportionnels sectoriels	106 643	59 102	14 071	179 816
BAIIA ajusté sectoriel	62 778	41 589	13 187	117 554
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	28 176	(122)	391	28 445
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	90 954	41 467	13 578	145 999
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	84 %	76 %	97 %	82 %

Période de neuf mois close le 30 septembre 2019 Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	178 969	211 797	23 160	413 926
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	53 895	21 503	1 506	76 904
Produits proportionnels sectoriels	232 864	233 300	24 666	490 830
BAIIA ajusté sectoriel	140 897	175 237	22 238	338 372
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	40 639	9 165	665	50 469
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	181 536	184 402	22 903	388 841
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	79 %	83 %	96 %	82 %

Au 30 septembre 2019	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	196 343	194 573	15 819	406 735
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	604	2 734	174	3 512
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	544 480	—	544 480

Période de trois mois close le 30 septembre 2018 Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
				(montants retraités - notes 3 et 4)
Produits sectoriels	74 698	34 905	6 861	116 464
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	27 558	6 716	413	34 687
Produits proportionnels sectoriels	102 256	41 621	7 274	151 151
BAIIA ajusté sectoriel	61 388	25 321	6 462	93 171
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	22 523	3 409	(62)	25 870
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	83 911	28 730	6 400	119 041
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	82 %	73 %	94 %	80 %

Période de neuf mois close le 30 septembre 2018 Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
				(montants retraités - notes 3 et 4)
Produits sectoriels	185 376	141 069	16 721	343 166
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	40 230	18 842	413	59 485
Produits proportionnels sectoriels	225 606	159 911	17 134	402 651
BAIIA ajusté sectoriel	147 755	114 980	15 758	278 493
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	32 080	10 384	(62)	42 402
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	179 835	125 364	15 696	320 895
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	80 %	82 %	94 %	81 %

Au 31 décembre 2018 (montants retraités - notes 3 et 4)	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	205 483	187 156	17 574	410 213
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	8 368	803	386	9 557

Le rapprochement du BAIIA ajusté sectoriel et de la marge du BAIIA ajusté avec la mesure conforme aux IFRS la plus comparable, soit le bénéfice net (la perte nette) lié(e) aux activités poursuivies, est présenté dans le tableau suivant :

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
		(montants retraités - notes 3 et 4)		(montants retraités - notes 3 et 4)
BAIIA ajusté sectoriel	117 554	93 171	338 372	278 493
Charges non attribuées :				
Frais généraux et administratifs	6 874	5 716	21 865	17 450
Projets potentiels	3 329	3 772	10 665	12 134
BAIIA ajusté	107 351	83 683	305 842	248 909
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(16 225)	(11 192)	(9 193)	(10 276)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	6 031	1 897	9 225	(3 897)
Autres (produits) charges, montant net	(3 917)	313	(2 639)	5 319
BAIIA	121 462	92 665	308 449	257 763
Charges financières	59 474	47 939	170 704	140 814
Amortissements	48 343	36 271	141 558	108 971
Charge d'impôt	3 749	2 466	1 164	579
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	9 896	5 989	(4 977)	7 399

Secteurs géographiques

Au 30 septembre 2019, 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 ainsi qu'une centrale hydroélectrique, un parc éolien et deux parcs solaires aux États-Unis. Le tableau suivant présente des détails à l'égard des quatre principaux secteurs géographiques dans lesquels la Société exerce ses activités :

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits		(montants retraités - notes 3 et 4)		(montants retraités - notes 3 et 4)
Canada	116 993	101 003	338 137	275 978
France	16 274	12 915	63 413	60 995
États-Unis	9 547	2 546	12 376	6 193
	142 814	116 464	413 926	343 166

Au	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé[1]		(montants retraités - notes 3 et 4)
Canada	3 655 277	3 757 207
France	890 077	956 214
États-Unis[2]	1 357 547	526 716
Chili	146 811	154 299
	6 049 712	5 394 436

1. Comprend les participations dans les coentreprises et entreprises associées.
2. Comprend le projet solaire Phoebe qui est en construction et le projet éolien Foard City qui est en cours de construction.

15. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

a. Placement de débentures convertibles à 4,65 % – Option de surallocation

Le 2 octobre 2019, la Société a annoncé qu'elle a émis un montant total additionnel de 18 750 $ de capital de débentures convertibles à 4,65 % à la suite de l'exercice complet de l'option de surallocation par les preneurs fermes. Se reporter à la note 10.

b. Rachat des débentures convertibles à 4,25 %

Après le 30 septembre 2019 et jusqu'au 7 octobre 2019, une tranche de 40 909 $ du solde du capital impayé des débentures convertibles à 4,25 % a été convertie à la demande des porteurs en 2 727 265 actions ordinaires de la Société au prix de conversion de 15 $ l'action. Le capital restant de 13 348 $ a été racheté le 8 octobre 2019 au pair au prix de 1 000 $ la débenture convertible, plus l'intérêt couru et impayé jusqu'au 8 octobre 2019, exclusivement. Le rachat a été financé par des prélèvements sur la facilité de crédit à terme renouvelable de la Société. Le 8 octobre 2019, les débentures convertibles à 4,25 % ont été radiées de la TSX.

c. Refinancement des emprunts du projet de Yonne

Après le 30 septembre 2019, Innergex a refinancé les facilités d'emprunt du projet de Yonne. Les facilités d'emprunt initiales étaient assorties des tranches suivantes :

- Un emprunt de 14 864 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,90 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2028. Le solde de cet emprunt se chiffrait à 7 226 € (10 433 $) au 30 septembre 2019.
- Un emprunt de 44 600 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,95 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Le solde de cet emprunt se chiffrait à 42 028 € (60 680 $) au 30 septembre 2019.

Ces facilités d'emprunt ont été refinancées en deux nouvelles tranches :

- Un emprunt de 33 800 € (48 800 $) portant intérêt à un taux fixe de 1,30 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2035.
- Un emprunt de 32 585 € (47 046 $) portant intérêt à un taux fixe de 1,30 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031.

16. CHIFFRES COMPARATIFS

Certains reclassements ont été effectués dans les états financiers de l'exercice précédent afin d'améliorer la comparabilité avec les états financiers de l'exercice en cours.

Par conséquent, certains postes ont été modifiés dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et des autres éléments du résultat global, l'état des variations des capitaux propres et les tableaux des flux de trésorerie ainsi que dans les notes afférentes aux états financiers. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude.

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

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

Relations avec les investisseurs
Jean-François Neault
Chef de la direction financière
Tél. 450 928-2550 x12207
jfneault@innergex.com

Actions ordinaires - TSX: INE

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

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

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

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 ordinaires 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 AST (Canada), l'agent responsable du RRD. 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 :

Société de fiducie AST (Canada)
2001, boul. Robert-Bourassa, bureau 1600
Montréal (Québec) H3A 2A6
Tél. 1 800 387-0825
416 682-3860
demandes@astfinancial.com

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