



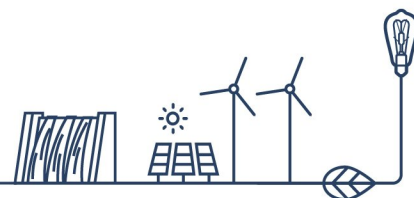
Énergie renouvelable.  
Développement durable.

# RAPPORT TRIMESTRIEL 2020

pour la période close le  
31 mars 2020



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



Innergex énergie renouvelable inc. croit en un monde dans lequel de l'énergie renouvelable abondante favorise des communautés plus saines et encourage le partage de la prospérité depuis maintenant 30 ans. À titre de producteur indépendant d'énergie renouvelable qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires, Innergex est convaincue que la production d'énergie à partir de sources renouvelables ouvrira la voie à un monde meilleur. Innergex 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.

## RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour la période de trois mois close le 31 mars 2020. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 12 mai 2020, 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 la période de trois mois close le 31 mars 2020.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, ainsi que les données comparables de 2019, 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 dans les tableaux 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](http://sedar.com) ou sur le site Web de la Société à l'adresse [innergex.com](http://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	Situation financière .....	27
Mise à jour au sujet de la COVID-19 .....	4	Liquidités et ressources en capital .....	30
Vue d'ensemble .....	5	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution .....	34
Indicateurs de rendement clés .....	9	Renseignements financiers trimestriels .....	36
Stratégie de la Société .....	10	Mesures non conformes aux IFRS .....	37
Mise à jour au premier trimestre .....	12	Information prospective .....	42
Résultats d'exploitation .....	14	Changement de méthodes comptables .....	46
Secteurs géographiques .....	23	Établissement et maintien des CPCI et des CIIF .....	46
Activités abandonnées .....	25	Événements postérieurs à la clôture .....	47
Structure du capital-actions .....	25		

## FAITS SAILLANTS FINANCIERS

- La production s'est établie à 93 % de la production moyenne à long terme (« PMLT ») pour la période de trois mois close le 31 mars 2020.
- Les produits ont augmenté de 5 % pour s'établir à 132,1 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020.
- Le BAIIA ajusté a diminué de 3 % pour s'établir à 90,4 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, ce qui correspond à une marge du BAIIA ajusté de 68,4 %.
- Le BAIIA ajusté proportionnel a augmenté de 9 % pour s'établir à 116,0 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, ce qui correspond à une marge du BAIIA ajusté proportionnel de 70,6 %.
- Le 6 février 2020, Innergex et Hydro-Québec ont annoncé un placement privé d'une valeur de 661,0 M\$ et une alliance stratégique.
- Des mesures ont été prises pour faire face à la COVID-19, et les activités de production d'électricité se sont poursuivies dans tous les secteurs.

	Périodes de trois mois closes les 31 mars <sup>1</sup>	
	2020	2019
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION</b>		
Production (MWh)	1 679 598	1 308 505
Produits	132 116	126 419
BAIIA ajusté <sup>2</sup>	90 419	93 243
Marge du BAIIA ajusté <sup>2</sup>	68,4 %	73,8 %
Perte nette découlant des activités poursuivies	(46 931)	(4 420)
Perte nette	(46 931)	(854)
Perte nette ajustée découlant des activités poursuivies <sup>2</sup>	(8 456)	(11 026)

<b>PROPORTIONNEL</b>		
Production proportionnelle (MWh) <sup>2</sup>	1 969 766	1 589 827
Produits proportionnels <sup>2</sup>	164 371	148 048
BAIIA ajusté proportionnel <sup>2</sup>	116 014	106 494
Marge du BAIIA ajusté proportionnel <sup>2</sup>	70,6 %	71,9 %

<b>ACTIONS ORDINAIRES</b>		
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	31 339	23 360
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	159 682	132 865

	Périodes de douze mois closes les 31 mars	
	2020	2019
<b>FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION</b>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>3</sup>	206 480	212 780
Flux de trésorerie disponibles <sup>2, 3</sup>	91 447	119 055
Ratio de distribution <sup>2, 3</sup>	113 %	77 %
Ratio de distribution ajusté <sup>2, 3</sup>	97 %	60 %

	Aux	
	31 mars 2020	31 décembre 2019
<b>SITUATION FINANCIÈRE</b>		
Total de l'actif	6 636 022	6 372 104
Total du passif	5 445 003	5 756 778
Participations ne donnant pas le contrôle	19 597	10 942
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 171 422	604 384

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

2. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA 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 ».

## MISE À JOUR AU SUJET DE LA COVID-19

### **Santé et sécurité de nos employés et visiteurs**

Innergex a mis en place de nombreuses mesures afin de protéger ses employés, ses fournisseurs et ses partenaires d'affaires contre la COVID-19.

Toutes les équipes de travail ont été divisées en deux, et différentes parties des bâtiments sont accessibles à chaque équipe afin de réduire le risque de contamination entre les employés. De nouvelles procédures de nettoyage ont été mises en place pour assurer la désinfection des surfaces communes. Les employés doivent porter des masques lorsque les mesures de distanciation sociale ne peuvent pas être respectées. Les employés doivent confirmer qu'ils ne présentent aucun symptôme avant d'accéder au site. Seul le travail essentiel est réalisé sur le site, afin de maintenir la production d'électricité. Les tâches d'entretien non urgentes ont été reportées pour le moment.

Tous les employés de bureau ont reçu l'instruction de travailler depuis la maison. La présence au bureau est limitée aux tâches essentielles. Jusqu'à présent, la santé de la main-d'œuvre n'a pas été affectée, à l'exception d'un cas au siège social qui n'a pas eu de conséquences sur les collègues. L'employé en question est désormais rétabli.

Les visiteurs et les entrepreneurs doivent remplir un questionnaire avant d'accéder à un site ou à un bureau et doivent respecter des mesures d'hygiène supplémentaires.

Les systèmes informatiques sont restés disponibles à distance et de nombreux contrôles sont en place pour assurer la sécurité générale lors du travail à distance.

### **La production d'électricité, un service essentiel**

Les activités de production d'électricité se sont poursuivies dans tous les secteurs, car elles ont été considérées comme essentielles dans toutes les régions où nous exerçons nos activités.

Notre production d'énergie renouvelable est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité à des contreparties fiables et aucun problème de crédit n'est prévu. La majorité de nos contrats d'achat d'électricité comprennent une protection suffisante dans l'éventualité d'une réduction importante de la demande. Nous n'avons donc pas l'intention de procéder à des changements visant notre personnel et nous comptons maintenir les salaires et les avantages.

### **Incidence de la COVID-19 sur nos activités de construction**

#### *Projet solaire Hillcrest (Ohio)*

La construction de Hillcrest a commencé au début de l'année et progresse bien. Nous avons mis en place des plans et des mesures d'urgence pour faire face à tout problème qui pourrait survenir en raison de la pandémie actuelle, et, à moins qu'un décret ne soit délivré pour interrompre la construction, le projet devrait être mis en service d'ici la fin de l'année.

#### *Projet hydroélectrique Innavik (Québec)*

Les premiers équipements de construction ont été livrés en septembre, et les travaux de construction devaient commencer au deuxième trimestre de 2020. Toutefois, le 14 mars 2020, la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik a émis des restrictions sur les déplacements des non-résidents vers les communautés inuites, y compris Inukjuak, et ce, jusqu'à nouvel ordre. À la date du présent rapport de gestion, ces restrictions étaient toujours appliquées.

La Société évalue des scénarios pour reprendre le travail et respecter des règles strictes en matière de santé lorsque les restrictions seront levées. Étant donné que les restrictions relatives à la COVID-19 pourraient se prolonger jusqu'au troisième trimestre de 2020, les livraisons et la construction pourraient ne pas beaucoup progresser en 2020.

#### *Yonne II (France)*

Le projet est retardé en raison de la crise de la COVID-19. Le début de la construction demeure prévu pour 2020 et la mise en service a été reportée à 2021.

### **Soutien aux communautés environnantes**

Afin de soutenir les communautés à proximité de ses installations et de ses projets dans tous les secteurs, la Société a lancé la campagne « Le temps est à la solidarité ».



La Société a remis 160 000 \$ à des organismes de bienfaisance locaux tels que des banques alimentaires et des organismes d'aide humanitaire pour atténuer les effets de la crise de la COVID-19, et elle a invité les employés et les membres de la haute direction à effectuer des dons personnels à ces organismes. Parmi les organismes d'aide humanitaire figuraient Centraide United Way Canada (diverses régions), BC First Nations Health Authority, Feed Ontario, Sirivik, Wichita Falls Area Feeding America et Hope Emergency Program.

En outre, Innergex et ses partenaires disposaient déjà de programmes qui fournissaient un soutien aux communautés à proximité de certaines de ses installations. Cette année, des fonds destinés au soutien des communautés ont également été réacheminés vers des organismes de bienfaisance locaux qui cherchent à atténuer les effets de la crise de la COVID-19.

## 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

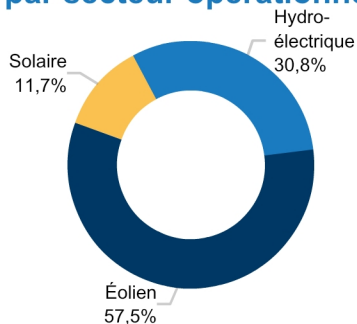
Le 23 mai 2019, la Société a annoncé la réalisation de la vente de sa filiale entièrement détenue Magma Energy Sweden A.B. (« Magma Sweden »), qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »), détentrice de deux centrales géothermiques en exploitation, d'un projet hydroélectrique 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. Sauf indication contraire, les chiffres figurant dans le présent rapport de gestion concernent les activités poursuivies.

## Secteurs

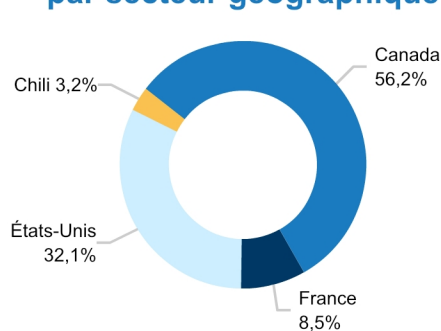
Au 31 mars 2020, la Société comptait trois secteurs opérationnels et quatre secteurs géographiques.

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 68 installations qui ont fait l'objet d'une mise en service commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et novembre 2019, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,3 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<sup>1</sup> 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 15,1 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. 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.

<sup>1</sup> Un contrat de couverture du prix de l'électricité est réputé être un CAÉ, qu'il soit assujéti à la comptabilité de couverture ou comptabilisé comme un dérivé financier à la juste valeur par le biais du résultat net.

	Nombre d'installations en exploitation <sup>1</sup>	Puissance installée (MW)	
		Brute <sup>2</sup>	Nette <sup>3</sup>
<b>HYDROÉLECTRIQUE</b>			
Canada	33	1 019	713
États-Unis	1	10	10
Chili	3	152	74
Total partiel	37	1 181	797
<b>ÉOLIEN</b>			
Canada	8	908	714
France	15	317	221
États-Unis	3	754	554
Total partiel	26	1 979	1 489
<b>SOLAIRE</b>			
Canada	1	27	27
États-Unis	3	267	266
Chili	1	34	9
Total partiel	5	328	302
Total	68	3 488	2 588

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 installée nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

## Projets en développement

La Société détient maintenant une participation dans six projets en développement, dont deux sont en construction. La mise en service commerciale de ces projets est prévue entre 2020 et 2023 (les « projets en développement »). Pour un complément d'information sur les projets en développement, se reporter à la rubrique « Mise à jour au premier trimestre ».

	Nombre de projets en développement	Puissance installée (MW)	
		Brute <sup>1</sup>	Nette <sup>2</sup>
<b>HYDROÉLECTRIQUE</b>			
Québec	1	8	4
Chili	1	109	41
Total partiel	2	117	45
<b>ÉOLIEN</b>			
France	1	7	5
<b>SOLAIRE</b>			
États-Unis	3	245	245
Total	6	369	295

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 installée 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 exploratoire d'obtention de permis 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) <sup>1</sup>			Total
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	
Canada	730	4 343	320	5 393
États-Unis	—	525	669	1 194
France	—	296	—	296
Chili	207	9	32	248
Total	937	5 173	1 021	7 131

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.

## 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 d'une quote-part 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 donne lieu à une baisse du placement initial des IPF et leur confère une certaine protection contre le potentiel de sous-performance de l'actif.

Innergex comptabilise les cotisations des IPF comme des prêts et emprunts à long terme, à un montant représentant le produit reçu de l'investisseur participant au partage fiscal en échange d'actions de la filiale, déduction faite des éléments suivants :

Éléments ayant une incidence sur le coût amorti du financement par capitaux propres	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Répartition des CIP à l'investisseur participant au partage fiscal, qui découlent de l'énergie produite pendant la période et sont comptabilisés dans les autres (produits) charges à mesure qu'ils sont engagés
Crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)	Répartition des CII à l'investisseur participant au partage fiscal, attribuables aux activités de construction et comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs auxquels ils se rapportent
Bénéfice imposable (perte fiscale), y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Répartition du bénéfice imposable et des autres attributs fiscaux à l'investisseur participant au partage fiscal comptabilisés dans les autres (produits) charges à mesure qu'ils sont engagés
Apport de paiements à l'utilisation	Cotisations en trésorerie supplémentaires versées par l'investisseur participant au partage fiscal lorsque la production annuelle est supérieure au seuil stipulé par contrat
Distributions en trésorerie	Distributions en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal

#### 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 retenue par les IPF.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF <sup>1</sup>	Placement des IPF (M\$)	Génération annuelle attendue des CIP <sup>3</sup> (M\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu (M\$)	Répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP aux IPF (avant le point de basculement)	Répartition des distributions en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Shannon <sup>1,2</sup>	2015	2028	274,2	25,3	—	30,72 %	64,10 %
Flat Top <sup>1,2</sup>	2018	2028	267,2	30,9	—	99,00 %	43,55 %
Foard City <sup>2,4</sup>	2019	2029	372,7	46,2	4,9	99,00 %	5,00 %

1. Avant le point de basculement, les distributions en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal 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 à l'investisseur participant au partage fiscal ou un changement de point de basculement. Les chiffres fournis se rapportent au trimestre clos le 31 mars 2020.

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 le crédit actuel de 25 \$ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, convertis en dollars canadiens à un taux de 1,4187. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle.

4. L'estimation de l'apport de paiements à l'utilisation annuel moyen est fondée sur les CIP générés sur la PMLT brute estimée pour chaque exercice allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,4187. L'apport de paiements à l'utilisation variera en fonction de la production réelle dépassant 1 165 GWh par année, jusqu'à un maximum cumulatif de 36,5 M\$ US (51,8 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 des IPF (M\$)	Répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII aux IPF (avant le point de basculement)	Répartition des distributions privilégiées en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Phoebe <sup>1, 2, 3</sup>	2019	2026	244,3	66,67 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire

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 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. 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.
3. La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'IPF est de 99 % jusqu'au 15 février 2020, et baissera à 66,67 % du 15 février 2020 au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,0 % jusqu'au point de basculement des IPF.

## Couverture de base

Afin de protéger le rendement du projet en cas de changement dans la dynamique des prix prévue entre le réseau ERCOT South et le point d'injection de Phoebe, et compte tenu de la congestion actuelle du transport d'électricité au Texas, qui élargit le risque différentiel de base à de nombreux endroits, la société a conclu, le 2 août 2019, un contrat de couverture de base de 2 ans, en vigueur du 1er novembre 2019 au 31 décembre 2021.

En vertu du contrat de couverture de base, Innergex échange les prix du réseau ERCOT South et le point d'injection de Phoebe contre une quantité horaire contractuelle de 100 MW, pendant 16 heures par jour. Comme le confirment les études réalisées par les consultants externes d'Innergex avant la réalisation de la transaction, la couverture de base a été conçue pour protéger le risque de base associé à la couverture de l'électricité pendant la période de production quotidienne, alors que le risque en dehors de cette période de production devait être limité.

Toutefois, contrairement aux prévisions initiales, le projet a été exposé à d'importants différentiels de base défavorables en dehors des heures de production, ce qui a entraîné une perte réalisée de 19,7 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020 (néant pour la période correspondante de 2019) enregistrée dans le compte de suivi du projet<sup>1</sup>. Depuis le 1er novembre 2019, la couverture de base a cumulé une perte réalisée de 31,4 M\$.

La couverture de base est comptabilisée à la juste valeur, et les variations ultérieures sont comptabilisées au compte consolidé de résultat à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers, lesquelles se chiffraient à 30,3 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2020 (néant pour la période correspondante de 2019).

<sup>1</sup> Les projets d'énergie renouvelable qui vendent de l'électricité dans le cadre d'une structure de couverture de l'électricité ou de couverture de base sont exposés à des risques de décalage principalement attribuables 1) au risque d'une insuffisance de l'énergie réellement produite par rapport à la quantité horaire contractuelle dans le cadre des couvertures et 2) au risque de différentiel de prix entre les prix du réseau et du point d'injection et les prix fixes par MW d'électricité prévus aux contrats. Pour couvrir ce décalage défavorable temporaire, la contrepartie fournit au projet un compte de suivi, soit un prêt de fonds de roulement qui est remboursé avec un décalage favorable ultérieur.

## 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 et marge du 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

L'objectif fondamental de la Société est de créer de la richesse en gérant efficacement ses actifs d'énergie renouvelable de grande qualité et en poursuivant avec succès sa croissance.

Nous sommes guidés par notre philosophie, qui vise un équilibre entre investir dans les personnes, prendre soin de notre planète et générer de la prospérité en partageant les retombées économiques avec les communautés locales et en créant de la valeur pour nos actionnaires.

Innergex s'engage à développer, à acquérir, à détenir et à exploiter des installations d'énergie renouvelable exclusivement, qui génèrent des flux de trésorerie constants, offrent un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque et permettent la distribution d'un dividende durable.

### Produire de l'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. En exploitant l'énergie des rayons du soleil, le flux naturel de l'eau et le mouvement de l'air, nous travaillons avec la nature pour produire de l'énergie propre pour un avenir meilleur.

### Optimiser l'exploitation

Innergex possède des participations dans 37 centrales hydroélectriques localisées sur 31 bassins versants, 26 parcs éoliens et 5 parcs solaires. L'expertise et l'innovation développées par notre équipe qualifiée dans différents types d'énergie et divers lieux peuvent être mises à profit et partagées entre les membres de la Société afin de maximiser le rendement de nos actifs de grande qualité.

### Maintenir la diversification des sources d'énergie

La Société vise 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 d'irradiation. 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.

Heureusement, compte tenu de la nature complémentaire de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

En GWh et %	PMLT consolidée et saisonnalité trimestrielle <sup>1</sup>								Total	
	T1		T2		T3		T4			
HYDROÉLECTRIQUE	370	12 %	1 065	36 %	1 002	33 %	581	19 %	3 018	37 %
ÉOLIEN	1 276	29 %	1 020	23 %	851	20 %	1 208	28 %	4 355	53 %
SOLAIRE	160	21 %	242	31 %	232	30 %	142	18 %	776	10 %
<b>Total</b>	<b>1 806</b>	<b>22 %</b>	<b>2 327</b>	<b>29 %</b>	<b>2 085</b>	<b>25 %</b>	<b>1 931</b>	<b>24 %</b>	<b>8 149</b>	<b>100 %</b>

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 12 mai 2020. 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.

## Croître responsablement

La transition vers une économie sans 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, en détenant 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.

Soigner nos relations afin qu'elles se transforment en partenariats à long terme qui soutiennent des projets d'énergie renouvelable profitables constitue le fondement de notre stratégie commerciale et de nos valeurs. Nos projets réussissent grâce à l'appui de nos partenaires financiers, commerciaux, autochtones et municipaux. Les valeurs qui nous animent, à savoir vivre notre passion, nous engager, cultiver les opportunités, contribuer avec intégrité, accomplir en équipe, agir en toute sécurité et créer de la prospérité, sont autant d'ingrédients de notre succès.

Les acquisitions représentent un autre volet important de la stratégie commerciale de la Société. Toute percée que nous réalisons sur de nouveaux marchés 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 nous permet de raffermir notre position de chef de file dans le secteur de l'énergie renouvelable, notamment sur le marché canadien. 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 dans le domaine de la production d'électricité et au-delà, comme le stockage d'énergie.

## Obtenir des résultats exceptionnels

Innergex estime que ses réalisations actuelles et futures sont rendues possibles grâce à sa main-d'œuvre hautement qualifiée, qui partage sa mission, sa vision, ses valeurs et ses principes clés.

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 PREMIER TRIMESTRE

## Développement de la Société

### Alliance stratégique et placement privé avec Hydro-Québec

- Le 6 février 2020, la Société a annoncé qu'elle avait formé une alliance stratégique avec Hydro-Québec pour accélérer sa croissance par des investissements dans des projets plus importants et plus diversifiés. Hydro-Québec a pris un premier engagement d'investir 500 M\$ dans de futurs projets d'investissement réalisés conjointement avec la Société.
- Hydro-Québec a investi 661,0 M\$ par l'intermédiaire d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex à un prix de 19,08 \$ par action, ce qui représente une prime de 5,0 % du prix moyen pondéré en fonction du volume sur la période de 30 jours au 5 février 2020 et un total de 34,6 millions d'actions (le « placement privé »).

### Activités de développement

(en date du présent rapport de gestion)

	Emplacement	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de mise en service	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)
<b>HYDROÉLECTRIQUE (Chili)</b>					
Frontera	Biobío	109,0	2023	464,0	- <sup>2</sup>
<b>SOLAIRE (États-Unis)</b>					
Hale Kuawehi	Hawaii	30,0 <sup>3</sup>	2022	87,4	25
Paeahu	Hawaii	15,0 <sup>3</sup>	2022	41,2	25
<b>ÉOLIEN (France)</b>					
Yonne II	France	6,9	2021	11,0	20

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

- La situation entourant la COVID-19 a ralenti le processus, mais le processus de financement et le contrat de construction progressent.
- Dans les mois à venir, selon les résultats du processus de financement, la Société prendra une décision finale sur le sort du projet.

#### Hale Kuawehi

- La Public Utilities Commission (« PUC ») a approuvé le CAÉ.
- 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 deuxième trimestre de 2020.

#### Paeahu

- Le processus d'examen du CAÉ de la PUC est en cours. Une audience relative à la contestation de cette décision a eu lieu au quatrième trimestre de 2019 pour répondre aux préoccupations d'un groupe d'opposition composé de résidents des environs. La PUC devrait rendre sa décision au troisième trimestre de 2020.
- 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 troisième trimestre de 2020.
- 30 % de l'application technique de la conception est en cours et sera achevée au cours du deuxième trimestre de 2020.

#### Yonne II

Le projet Yonne II est une extension du parc éolien Yonne situé dans la région de Bourgogne-Franche-Comté, en France.

- Innergex détient 69,55 % du projet.
- Le projet comprend 3 turbines d'une capacité de 2,3 MW chacune.
- Le projet est retardé en raison de la crise de la COVID-19. Le début de la construction demeure prévu pour 2020 et la mise en service a été reportée à 2021.

#### El Canelo

- Le développement du projet se poursuit, mais à un rythme plus lent.
- Les mises à jour trimestrielles ne seront plus présentées et le projet sera considéré comme un projet potentiel.

## Activités de construction

(en date du présent rapport de gestion)

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de mise en service	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, moyenne des cinq premières années	
						Estimés <sup>1</sup> (M\$)	Produits <sup>1</sup> (M\$)	BAIIA ajusté <sup>1, 2</sup> (M\$)	
<b>SOLAIRE (États-Unis)</b>									
Hillcrest	100,0	200,0	2020	413,3	15	396,5 <sup>4</sup>	24,8 <sup>4</sup>	15,2 <sup>4</sup>	
<b>HYDROÉLECTRIQUE (Québec)</b>									
Innavik	50,0	7,5	2022	54,7	40	125,0 <sup>3</sup>	11,0 <sup>3</sup>	8,9 <sup>3</sup>	
<b>Total</b>		<b>207,5</b>		<b>468,0</b>		<b>521,5</b>	<b>35,8</b>	<b>24,1</b>	

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 peut donc ne pas être comparable à des mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

3. Correspond à 100 % de cette installation.

4. Le coût total du projet est estimé à 279,5 M\$ US. Les produits prévus s'élèvent à 17,5 M\$ US et le BAIIA ajusté prévu, à 10,7 M\$ US, convertis à un taux de 1,4187.

### Hillcrest

- L'entente IAC a été dûment signée.
- L'entrepreneur en IAC s'est déplacé sur le site et continue d'accroître la taille des équipes et les activités, qui comprennent le déblaiement et l'essouchement, l'installation de clôtures et de clôtures anti-érosion, la construction de routes et d'entrées, la réception de modules et de pieux, et l'installation de pieux.
- 60 MW<sub>CC</sub> de modules photovoltaïques sont maintenant arrivés sur le site.
- Le projet a été enregistré avec succès auprès du Renewable Generation Fund, qui sera administré par l'Ohio Air Quality Development Agency.
- Le projet a reçu l'autorisation de l'OPSB pour commencer les travaux majeurs.
- Le 7 mai 2020, la Société a annoncé la clôture d'un financement de la construction, d'un engagement de financement, d'un engagement de financement au partage fiscal et d'une facilité de prêt à terme de 7 ans de 191,8 M\$ US (270,9 M\$<sup>1</sup>) pour le projet solaire Hillcrest situé dans le comté de Brown, en Ohio. Les coûts totaux de construction sont estimés à 279,5 M\$ US (394,8 M\$<sup>1</sup>) et seront couverts en partie au moyen d'un emprunt de construction à terme de 82 M\$ US (115,8 M\$<sup>1</sup>) et d'un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal consenti par un groupe de prêteurs de 109,8 M\$ US (155,1 M\$<sup>1</sup>). Innergex financera les 87,7 M\$ US (123,9 M\$<sup>1</sup>) restants de l'engagement de financement. Lors de la mise en service commerciale, un investisseur participant au partage fiscal fournira la participation au partage fiscal à utiliser pour rembourser le crédit-relais lié au partage fiscal.

<sup>1</sup> Converti à un taux de 1,4124, qui représente le taux en vigueur à la date de l'annonce de la clôture des procédures de financement.

### Innavik

- Des séances d'information publiques ont été tenues au début du premier trimestre de 2020, un salon de l'emploi pour embaucher localement des employés a eu lieu en mars et les processus d'obtention de permis ont progressé.
- Le 14 mars 2020, la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik a émis des restrictions sur les déplacements des non-résidents vers les communautés inuites, y compris Inukjuak, et ce, jusqu'à nouvel ordre. À la date du présent rapport de gestion, ces restrictions étaient toujours appliquées.
- La Société évalue des scénarios pour reprendre le travail et respecter des règles strictes en matière de santé lorsque les restrictions seront levées.
- Étant donné que les restrictions relatives à la COVID-19 pourraient se prolonger jusqu'au troisième trimestre de 2020, les livraisons et la construction pourraient ne pas beaucoup progresser en 2020.



# RÉSULTATS D'EXPLOITATION

## Production d'électricité

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de trois mois close le 31 mars 2020 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2019.

Secteur de l'énergie	Périodes de trois mois closes les 31 mars					
	2020			2019		
	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
<b>HYDROÉLECTRIQUE</b>						
Québec	120 710	124 170	97 %	134 814	124 170	109 %
Ontario	22 733	24 294	94 %	24 244	24 294	100 %
Colombie-Britannique	162 093	213 291	76 %	127 787	213 291	60 %
États-Unis	3 920	7 927	49 %	5 747	7 927	72 %
<b>Total partiel</b>	<b>309 456</b>	<b>369 682</b>	<b>84 %</b>	<b>292 592</b>	<b>369 682</b>	<b>79 %</b>
<b>ÉOLIEN</b>						
Québec	639 952	693 755	92 %	782 230	717 338	109 %
France	276 825	227 706	122 %	222 700	227 706	98 %
États-Unis <sup>2</sup>	328 423	353 220	93 %	—	—	— %
<b>Total partiel</b>	<b>1 245 200</b>	<b>1 274 681</b>	<b>98 %</b>	<b>1 004 930</b>	<b>945 044</b>	<b>106 %</b>
<b>SOLAIRE</b>						
Ontario	6 326	7 031	90 %	7 553	7 080	107 %
États-Unis <sup>3</sup>	118 616	152 841	78 %	3 430	4 673	73 %
<b>Total partiel</b>	<b>124 942</b>	<b>159 872</b>	<b>78 %</b>	<b>10 983</b>	<b>11 753</b>	<b>93 %</b>
<b>Total</b>	<b>1 679 598</b>	<b>1 804 235</b>	<b>93 %</b>	<b>1 308 505</b>	<b>1 326 479</b>	<b>99 %</b>
<b>GÉOTHERMIE<sup>4</sup></b>						
Islande	—	—	— %	348 546	319 740	109 %

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. Le projet éolien Foard City a été mis en service le 27 septembre 2019.

3. Le projet solaire Phoebe a été mis en service le 19 novembre 2019.

4. La production et la PMLT étaient de néant pour la période en 2020, contre une période complète en 2019.

Dans l'ensemble, les centrales **hydroélectriques** ont produit 84 % de leur PMLT, en raison surtout :

- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans les centrales de la Colombie-Britannique découlant des températures froides et sèches.

Dans l'ensemble, les parcs **éoliens** ont produit 98 % de leur PMLT, en raison :

- des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec;
- des régimes éoliens inférieurs à la moyenne aux États-Unis.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne en France.

Dans l'ensemble, les parcs **solaires** ont produit 78 % de leur PMLT, principalement en raison :

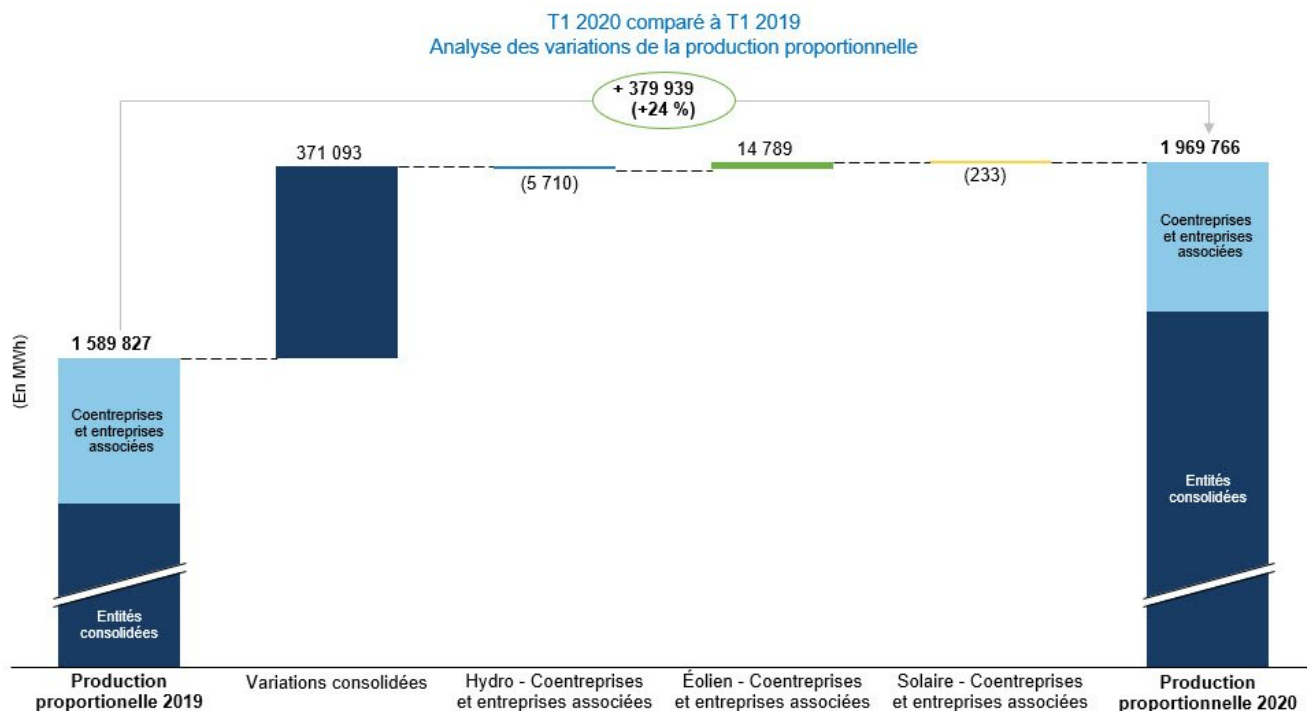
- de l'irradiation inférieure à la moyenne et de la réduction de régimes aux États-Unis.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2020 s'est élevée à 1 679 598 MWh, par rapport à 1 308 505 MWh pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 28 % est attribuable principalement :

- à l'apport du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, mis en service respectivement le 27 septembre 2019 et le 19 novembre 2019;
  - à l'accroissement de la production en France;
  - à l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique.
- Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :
- une diminution de la production des parcs éoliens du Québec.

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de trois mois close le 31 mars 2020 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2019.

### Production proportionnelle<sup>1</sup>



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 31 mars 2020 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 35 217 MWh (82 % de leur PMLT) au premier trimestre de 2020, en baisse de 14 % comparativement à 40 927 MWh (102 % de leur PMLT) au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport moins élevé des centrales du Chili en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne;
- de l'apport moins élevé de la centrale Toba Montrose en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne, attribuables à un hiver froid et sec.

La production proportionnelle des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées s'est établie à 251 829 MWh (105 % de leur PMLT) au premier trimestre de 2020, en hausse de 6 % par rapport à 237 040 MWh (99 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport plus élevé du parc éolien Dokie en Colombie-Britannique;
- de l'apport plus élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top au Texas.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'apport moins élevé du parc éolien Viger-Denonville au Québec.

La production proportionnelle du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 3 122 MWh (82 % de sa PMLT) au premier trimestre de 2020, par rapport à 3 355 MWh (91 % de sa PMLT) à la même période l'an dernier.

## Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes les 31 mars <sup>1</sup>			
	2020	2019	Variation	
Produits	132 116	126 419	5 697	5 %
Charges d'exploitation	27 547	20 058	7 489	37 %
Frais généraux et administratifs	10 511	8 687	1 824	21 %
Charges liées aux projets potentiels	3 639	4 431	(792)	(18) %
<b>BAIIA ajusté<sup>2</sup></b>	<b>90 419</b>	<b>93 243</b>	<b>(2 824)</b>	<b>(3) %</b>
Marge du BAIIA ajusté <sup>2</sup>	68,4 %	73,8 %		
Charges financières	60 330	52 971	7 359	14 %
Autres (produits) charges, montant net	(23 497)	726	(24 223)	(3 337) %
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	53 567	46 466	7 101	15 %
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées <sup>3</sup>	20 054	6 890	13 164	191 %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	27 709	(5 312)	33 021	(622) %
Recouvrement d'impôt	(813)	(4 078)	3 265	(80) %
<b>Perte nette découlant des activités poursuivies</b>	<b>(46 931)</b>	<b>(4 420)</b>	<b>(42 511)</b>	<b>962 %</b>
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	—	3 566	(3 566)	(100) %
<b>Perte nette</b>	<b>(46 931)</b>	<b>(854)</b>	<b>(46 077)</b>	<b>5 395 %</b>
Perte nette attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(53 740)	(6 747)	(46 993)	697 %
Participations ne donnant pas le contrôle	6 809	5 893	916	16 %
	(46 931)	(854)	(46 077)	5 395 %
Perte nette par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(0,35)	(0,07)		
Perte nette par action attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(0,35)	(0,06)		

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

2. 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.

3. 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.

## Produits

En hausse de 5 %, à 132,1 M\$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

Secteur de l'énergie	Périodes de trois mois closes les 31 mars		
	2020	2019	Variation
Hydroélectrique	27 957	28 038	(81)
Éolien	95 805	94 826	979
Solaire	8 354	3 555	4 799
<b>Produits</b>	<b>132 116</b>	<b>126 419</b>	<b>5 697</b>

### Pour la période de trois mois close le 31 mars 2020 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 des prix de vente moyens et à la baisse de la production dans certaines centrales du Québec. Cet élément a été en grande partie contrebalancé par :
  - l'augmentation des produits générés en Colombie-Britannique découlant de l'incidence favorable nette de la hausse de la production sur 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 :

- l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la hausse de la production;
- la mise en service du parc éolien Foard City au Texas le 27 septembre 2019.

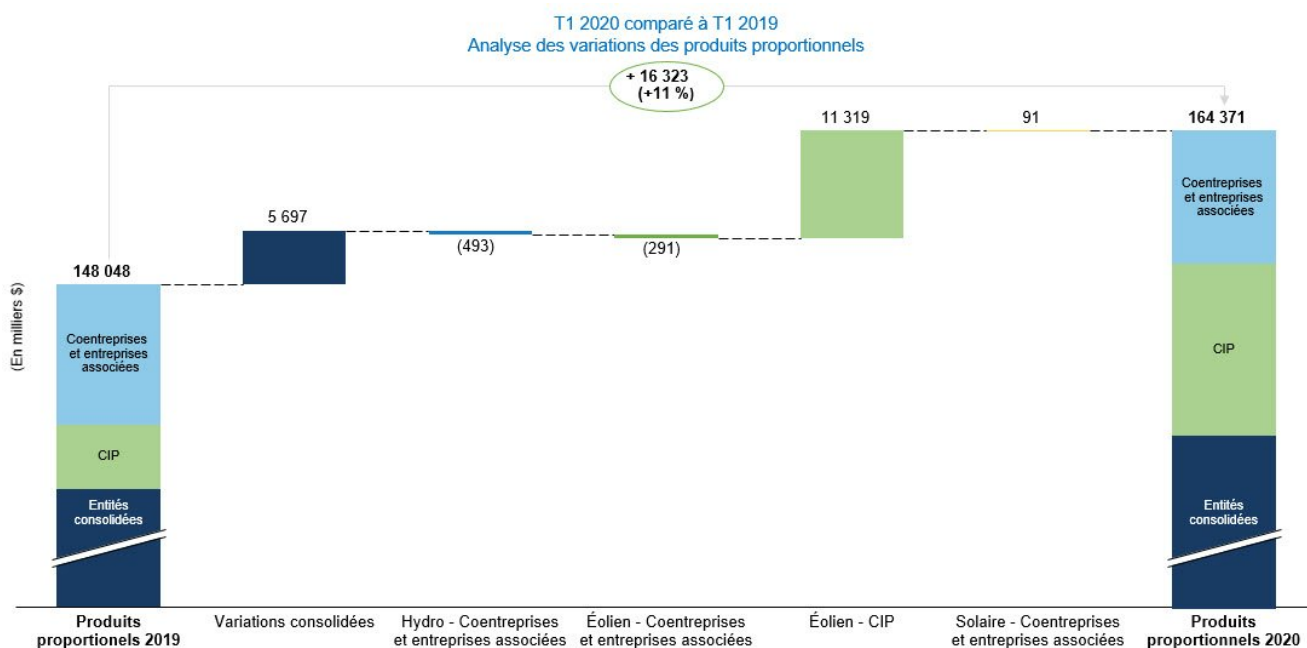
Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse des produits des parcs éoliens au Québec attribuable à la diminution de la production.

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

- à la mise en service du parc solaire Phoebe au Texas le 19 novembre 2019.

## Produits proportionnels<sup>1</sup>



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 31 mars 2020 par rapport à la même période l'an dernier

Les **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 4,8 M\$ pour le premier trimestre de 2020, en baisse de 9 % comparativement à un apport de 5,3 M\$ au même trimestre l'an dernier, en raison essentiellement :

- de la baisse des produits générés par les centrales au Chili découlant surtout de l'incidence défavorable nette de la diminution de la production sur la hausse du prix de vente moyen;
- de la baisse de la production de la centrale Toba Montrose en Colombie-Britannique.

Les **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 8,7 M\$ pour le premier trimestre de 2020, en baisse de 3 %, comparativement à 9,0 M\$ au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport moins élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top au Texas découlant des prix nodaux défavorables;
- de la diminution de la production du parc éolien Viger-Denonville au Québec.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- la hausse des produits générés par le parc éolien Dokie découlant de l'incidence favorable nette de l'augmentation de la production sur la baisse des prix de vente moyens.

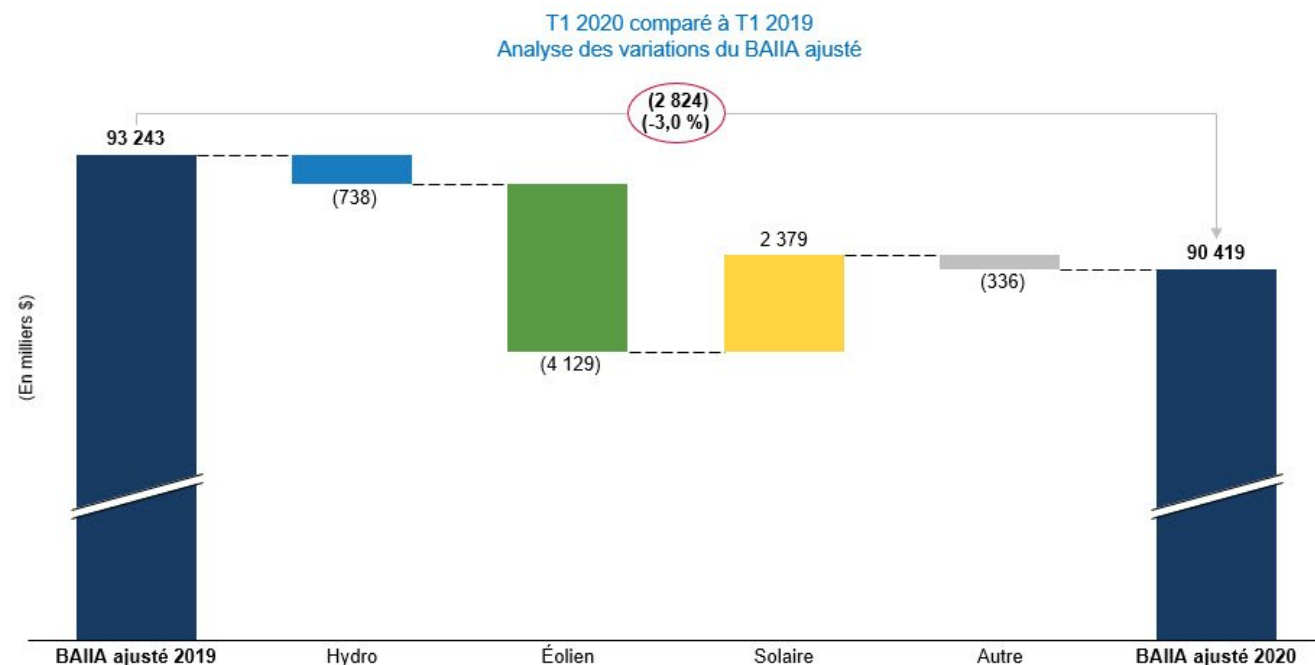
L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 18,1 M\$ au premier trimestre de 2020, contre un apport de 6,8 M\$ pour le même trimestre l'an dernier. L'augmentation est attribuable :

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service le 27 septembre 2019.

Le **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées a généré des produits proportionnels de 0,6 M\$ pour le premier trimestre de 2020, comparativement à 0,5 M\$ au même trimestre l'an dernier.

### BAIIA ajusté<sup>1</sup>

En baisse de 3 % à 90,4 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020



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 31 mars 2020 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 du Québec découlant de la baisse des produits.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- la hausse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique découlant surtout de la hausse des produits.



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

- à la baisse de l'apport des parcs éoliens au Québec découlant de la baisse des produits.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- la hausse de l'apport des parcs éoliens en France découlant de la hausse des produits;
- la mise en service du parc éolien Foard City au Texas le 27 septembre 2019.

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

- à la mise en service du parc solaire Phoebe le 19 novembre 2019.

### Marge du BAIIA ajusté<sup>1</sup>

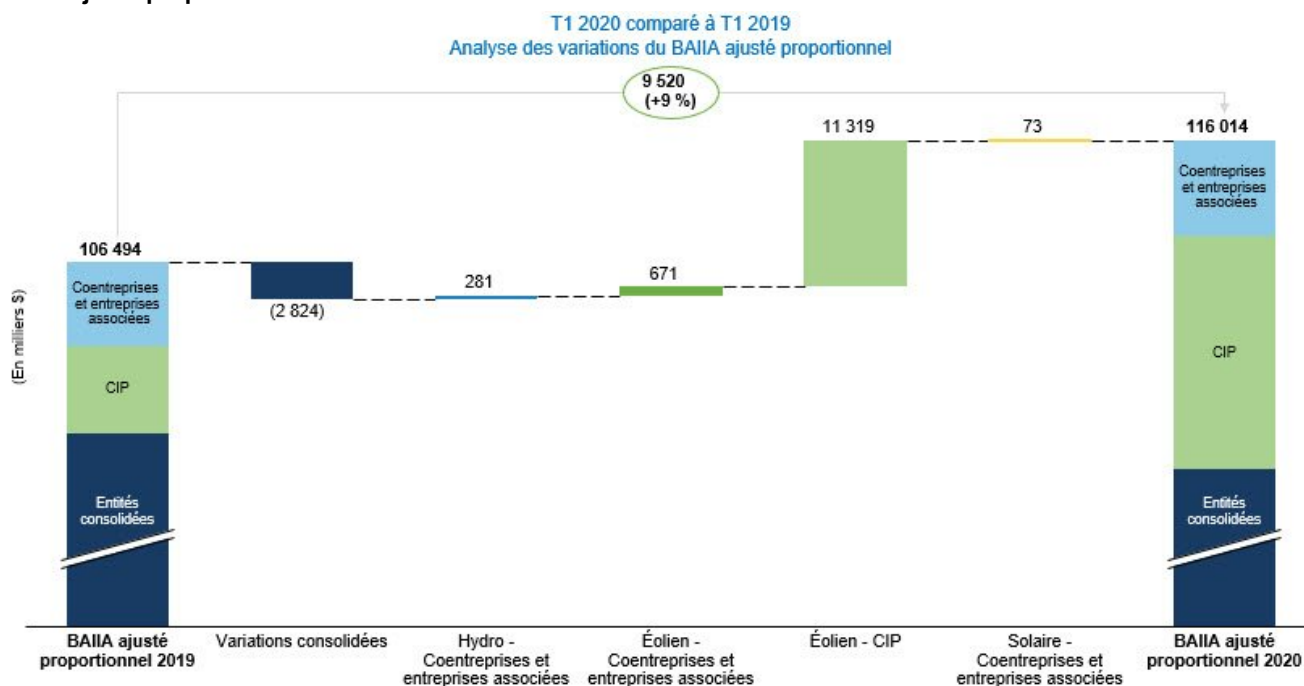
En baisse, de 73,8 % à 68,4 %, pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

La diminution pour la période de trois mois s'explique essentiellement par :

- une marge inférieure attribuable aux projets qui ont été mis en service en 2019;
- la baisse de la production des parcs éoliens du Québec, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la production des parcs éoliens de France.

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<sup>2</sup>



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 31 mars 2020 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 1,3 M\$ au premier trimestre de 2020, en hausse de 27 % comparativement à 1,0 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, du fait essentiellement :

- de la baisse des charges d'exploitation et de la hausse des produits de la centrale Jimmie Creek.

L'apport des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'est chiffré à 5,8 M\$ pour le premier trimestre de 2020, en hausse de 13 % par rapport à un apport de 5,1 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de la hausse des produits générés par le parc éolien Dokie;
- de la baisse des charges d'exploitation du parc éolien Flat Top.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la diminution des produits générés par le parc éolien Shannon;
- la baisse de l'apport du parc éolien Viger-Denonville en raison de la diminution des produits.

L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 18,1 M\$ au premier trimestre de 2020, contre un apport de 6,8 M\$ pour le même trimestre l'an dernier. L'augmentation est attribuable :

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service le 27 septembre 2019.

L'apport du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel est de 0,3 M\$ pour le premier trimestre de 2020, par rapport à un apport de 0,3 M\$ pour le même trimestre l'an dernier.

### **Marge du BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup>**

En baisse, de 71,9 % à 70,6 %, pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

La diminution pour la période de trois mois s'explique essentiellement par :

- la baisse de la marge du secteur de la production solaire, attribuable surtout au parc solaire Phoebe;
- la baisse de la marge du secteur de la production éolienne, attribuable au parc éolien Foard City.

1. La marge du 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 » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

### **Charges financières**

En hausse de 14 %, à 60,3 M\$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

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

- aux charges d'intérêts associées aux emprunts des nouveaux projets de Phoebe et de Foard City conclus au quatrième trimestre de 2019;
- à la hausse des charges d'intérêts découlant du placement des débetures convertibles à 4,65 % en septembre 2019;
- à la hausse des charges d'intérêts sur les obligations locatives.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- la diminution des intérêts sur la facilité de crédit de la Société, qui a été remboursée en partie pendant le trimestre.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 4,54 % au 31 mars 2020 (4,48 % au 31 mars 2019).

### **Autres (produits) charges, montant net**

Produits de 23,5 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

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

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City;
- aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc solaire Phoebe, qui ont principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré;
- au profit de change sur la réévaluation des actifs monétaires nets libellés en dollars américains, en lien avec la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

### **Amortissements**

En hausse de 15 %, à 53,6 M\$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

L'augmentation pour la période de trois mois est principalement attribuable à la charge d'amortissement du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe à la suite de leur mise en service à la fin de 2019.

### **Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées**

Quote-part de la perte de 20,1 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, comparativement à une quote-part de la perte de 6,9 M\$ pour la période correspondante de 2019

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

- à une diminution de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité de Flat Top et de Shannon;
- à une diminution des produits attribués à Innergex des projets éoliens Flat Top, Shannon et Viger-Denonville et de la centrale hydroélectrique Toba Montrose par rapport aux produits attribués à Innergex en 2019.

L'augmentation a en partie été contrebalancée par :

- une augmentation des produits générés par le parc éolien Dokie par rapport à la même période l'an dernier.

### Variation de la juste valeur des instruments financiers

Perte découlant d'une variation de la juste valeur des instruments financiers de 27,7 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, comparativement à une perte découlant d'une variation de la juste valeur des instruments financiers de 5,3 M\$ pour la période correspondante de 2019

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 variation de la juste valeur des instruments financiers pour la période de trois mois close le 31 mars 2020 est attribuable surtout :

- à l'incidence défavorable de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe;
- à la variation défavorable de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- l'incidence favorable de la baisse du taux de change à long terme entre l'euro et le dollar canadien sur la juste valeur du portefeuille de positions vendeurs des contrats de change à terme en euros de la Société;
- une perte latente sur la conversion de prêts intragroupe.

### Recouvrement d'impôt

Recouvrement d'impôt à 0,8 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, comparativement à un recouvrement d'impôt de 4,1 M\$ pour la période correspondante de 2019

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, la Société a enregistré :

- une charge d'impôt exigible de 3,9 M\$ (2,4 M\$ pour la période correspondante de 2019);
- un recouvrement d'impôt différé de 4,7 M\$ (6,5 M\$ pour la période correspondante de 2019).

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, la Société a enregistré une hausse de 1,5 M\$ de sa charge d'impôt exigible, en raison surtout de l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la hausse de la production. En outre, la Société a enregistré une diminution de 1,8 M\$ de son recouvrement d'impôt différé. Cette baisse est attribuable principalement à la variation des taux de change des instruments financiers de la Société au Canada, contrebalancée en partie par la comptabilisation d'un recouvrement d'impôt sur les contrats à long terme de couverture du prix de l'électricité aux États-Unis.

### Perte nette découlant des activités poursuivies

Perte nette de 46,9 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, la Société a enregistré une perte nette découlant des activités poursuivies de 46,9 M\$ (perte nette découlant des activités poursuivies de base et diluée de 0,35 \$ par action), comparativement à une perte nette découlant des activités poursuivies de 4,4 M\$ (perte nette découlant des activités poursuivies de base et diluée de 0,07 \$ par action) pour la période correspondante de 2019.

L'augmentation de la perte nette découlant des activités poursuivies de 42,5 M\$ s'explique par :

- une variation défavorable de 33,0 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, qui s'explique surtout par la variation défavorable de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe et, dans une moindre mesure, par la couverture du prix de l'électricité de Phoebe;
- une augmentation de 13,2 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, qui s'explique dans une large mesure par la variation défavorable de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité de Shannon et de Flat Top;
- une augmentation de 7,4 M\$ des charges financières, laquelle s'explique en grande partie par les charges financières relatives aux emprunts liés aux projets Phoebe et Foard City à la suite de la mise en service commerciale de ces projets à la fin de 2019;
- une augmentation de 7,1 M\$ des amortissements, qui découle surtout de la charge d'amortissement sur les centrales Foard City et Phoebe;
- une diminution de 3,3 M\$ du recouvrement d'impôt;
- une diminution de 2,8 M\$ du BAIIA ajusté;

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une augmentation de 24,2 M\$ du montant net des autres produits, qui s'explique surtout par les CIP générés par le parc éolien Foard City et par les autres attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc solaire Phoebe.

## Perte nette ajustée découlant des activités poursuivies

En hausse à 8,5 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

Dans le cadre de son évaluation des résultats d'exploitation et pour dresser un portrait plus précis de ces derniers, la Société a recours à la perte nette ajustée découlant des activités poursuivies, qui constitue un indicateur de rendement important de la Société. 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 la perte nette	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020	2019
Perte nette découlant des activités poursuivies	(46 931)	(4 420)
<i>Ajouter (déduire) :</i>		
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers <sup>1</sup>	29 993	(5 312)
Recouvrement d'impôt lié aux éléments ci-dessus	(4 989)	(675)
Quote-part de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	13 471	(619)
<b>Perte nette ajustée découlant des activités poursuivies</b>	<b>(8 456)</b>	<b>(11 026)</b>

1. La perte de 27,7 M\$ liée à la variation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisée dans le compte consolidé de résultat comprend un profit en trésorerie de 2,3 M\$ se rapportant aux positions réalisées liées aux contrats de couverture du prix de l'électricité au cours de la période. Seule la partie non réalisée et hors trésorerie de la variation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisée dans le compte consolidé de résultat est virée hors de la perte nette ajustée découlant des activités poursuivies.

Exclusion faite de l'incidence de la perte latente (du profit latent) 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 8,5 M\$ aurait été inscrit pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, comparativement à 11,0 M\$ en 2019.

## Participations ne donnant pas le contrôle

Attribution d'un bénéfice de 6,8 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 5,9 M\$ pour la période correspondante de 2019

L'attribution du bénéfice découlant des activités poursuivies aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 6,8 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, comparativement à l'attribution d'un bénéfice découlant des activités poursuivies de 3,0 M\$ l'an dernier, découle surtout :

- d'une répartition plus élevée du résultat aux participations ne donnant pas le contrôle de la Société en commandite Innergex Europe, en raison surtout de l'augmentation des produits en 2020 et d'un profit de change sur un prêt intragroupe (comparativement à une perte en 2019);
- d'une répartition moins élevée de la perte aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro L.P., essentiellement en raison d'une augmentation des produits en 2020.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- une répartition moins élevée du résultat aux participations ne donnant pas le contrôle de Mesgi'g Ugju's'n, principalement en raison d'une diminution des produits.

L'attribution d'une perte découlant des activités abandonnées de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, comparativement à 2,9 M\$ pour la période correspondante de 2019, découle de la conclusion de la vente de HS Orka en mai 2019.

## SECTEURS GÉOGRAPHIQUES

Au 31 mars 2020, 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 3 parcs solaires aux États-Unis. La Société est active dans quatre secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

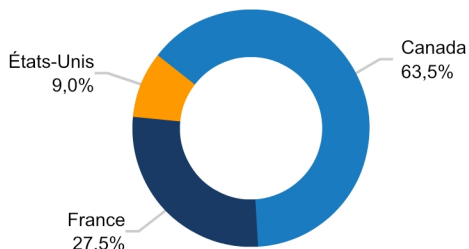
	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020 <sup>1</sup>	2019
<b>Produits</b>		
Canada	83 875	96 131
France	36 390	29 461
États-Unis	11 851	827
	<b>132 116</b>	<b>126 419</b>

1. L'apport du projet solaire Phoebe tient compte de l'accroissement progressif de la production jusqu'à sa mise en service complète le 19 novembre 2019 et des produits depuis celle-ci.

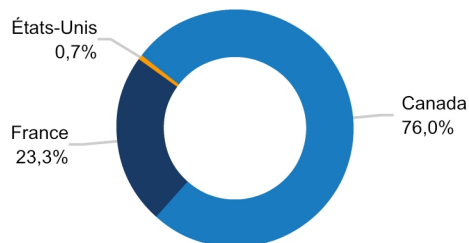
	Aux	
	31 mars 2020	31 décembre 2019
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 568 894	3 629 942
France	933 307	891 764
États-Unis	1 468 530	1 293 983
Chili	154 510	142 268
	<b>6 125 241</b>	<b>5 957 957</b>

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

Produits par pays - T1 2020



Produits par pays - T1 2019 (montants retraités)



### Canada

Produits en baisse de 13 %, à 83,9 M\$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en baisse de 2 %, à 3 568,9 M\$, au 31 mars 2020, comparativement à ceux au 31 mars 2019

La baisse des produits au Canada pour le trimestre est attribuable principalement :

- à la baisse des produits générés par les parcs éoliens du Québec découlant de la diminution de la production;
- à la baisse des prix de vente moyens et à la diminution de la production dans certaines centrales hydroélectriques du Québec.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- la hausse des produits générés en Colombie-Britannique, attribuable à l'incidence favorable nette de l'augmentation de la production sur la baisse des prix de vente moyens de certaines centrales hydroélectriques.



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;
- de la diminution des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et du transfert des obligations liées aux droits de propriété découlant de l'augmentation des taux d'intérêt.

## France

Produits en hausse de 24 %, à 36,4 M\$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 5 %, à 933,3 M\$, au 31 mars 2020, par rapport à ceux au 31 mars 2019

La hausse des produits en France pour la période de trois mois est attribuable principalement :

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

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

- de la dépréciation du dollar canadien par rapport à l'euro.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles;
- la diminution des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découlant de l'augmentation des taux d'intérêt.

## États-Unis

Produits en hausse à 11,9 M\$, pour la période de trois mois close le 31 mars 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 13 %, à 1 468,5 M\$ au 31 mars 2020, par rapport à ceux au 31 mars 2019

La hausse des produits aux États-Unis pour la période de trois mois s'explique principalement par :

- l'apport du parc éolien Foard City mis en service le 27 septembre 2019;
- l'apport du parc solaire Phoebe mis en service le 19 novembre 2019.

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 Hillcrest;
- à la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles;
- la diminution des actifs au titre de droits d'utilisation fonciers de Phoebe, en raison de la baisse des paiements de loyers futurs prévus découlant d'une révision, à la suite de l'achèvement des activités de construction, de la superficie totale du projet.

## Chili

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 9 %, à 154,5 M\$ au 31 mars 2020, par rapport à ceux au 31 mars 2019

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 31 mars 2020, l'augmentation des actifs non courants est imputable :

- à un profit de change sur l'investissement dans Energía Llaima, comptabilisé comme un profit global.

Cet élément a été contrebalancé en partie par :

- une perte nette attribuable à Energía Llaima.

## RÉSULTATS FINANCIERS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

	Période de trois mois close le 31 mars 2020			Période de trois mois close le 31 mars 2019		
	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total
Production	1 679 598	—	1 679 598	1 308 505	348 546	1 657 051
Produits	132 116	—	132 116	126 419	26 594	153 013
BAlIA ajusté <sup>3</sup>	90 419	—	90 419	93 243	9 769	103 012
(Perte nette) bénéfice net	(46 931)	—	(46 931)	(4 420)	3 566	(854)

1. Équivaut aux activités poursuivies.

2. Équivaut aux activités abandonnées.

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

## STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS

### Information sur le capital-actions

#### Nombre d'actions ordinaires en circulation

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020	2019
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	159 682	132 865

Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont exclues des éléments dilutifs (en milliers) :

Incidence des options sur actions	643	918
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	401	131
Incidence des débetures convertibles	13 777	14 167
	14 821	15 216

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.

#### Titres de participation de la Société

	Aux		
	11 mai 2020	31 mars 2020	31 mars 2019
Nombre d'actions ordinaires	174 234 629	174 104 754	133 485 728
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	150 000	150 000	150 000
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	125 000	125 000	—
Nombre de débetures convertibles à 4,25 %	—	—	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	642 933	642 933	917 729

À la clôture des marchés le 11 mai 2020 et depuis le 31 mars 2020, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à l'émission de 128 660 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société ainsi qu'à l'émission de 1 215 actions ordinaires dans le cadre du Régime d'unités d'actions différées.

Au 31 mars 2020, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 mars 2019 était principalement attribuable à l'émission de 34 636 823 actions ordinaires à Hydro-Québec dans le cadre d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex ainsi qu'à la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,25 % en 5 776 795 actions ordinaires. L'augmentation s'explique également par l'émission de 95 716 actions ordinaires à la suite de l'exercice sans décaissement de 321 691 options et à l'émission de 109 692 actions ordinaires en vertu du RRD.

## 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 31 mars	
	2020	2019
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	31 339	23 360
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,175
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	767	767
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,2255	0,2255
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	0,3594	0,3594

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est attribuable à l'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 juillet 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 (\$)
12/05/2020	30/06/2020	15/07/2020	0,1800	0,2255	0,359375

## SITUATION FINANCIÈRE

Aux	31 mars 2020	31 décembre 2019
<b>ACTIFS</b>		
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	271 008	156 224
Liquidités soumises à restrictions	37 443	39 451
Autres actifs courants	108 032	109 957
<b>Total des actifs courants</b>	<b>416 483</b>	<b>305 632</b>
<b>Actifs non courants</b>		
Immobilisations corporelles	4 792 401	4 620 025
Immobilisations incorporelles	675 414	682 227
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	514 286	511 899
Goodwill	62 671	60 666
Autres actifs non courants	174 767	191 655
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>6 219 539</b>	<b>6 066 472</b>
<b>Total des actifs</b>	<b>6 636 022</b>	<b>6 372 104</b>
<b>PASSIFS</b>		
<b>Passifs courants</b>		
	658 619	641 353
<b>Passifs non courants</b>		
Prêts et emprunts à long terme	3 866 522	4 281 586
Autres passifs non courants	919 862	833 839
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>4 786 384</b>	<b>5 115 425</b>
<b>Total des passifs</b>	<b>5 445 003</b>	<b>5 756 778</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 171 422	604 384
Participations ne donnant pas le contrôle	19 597	10 942
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>1 191 019</b>	<b>615 326</b>
	<b>6 636 022</b>	<b>6 372 104</b>

## Éléments du fonds de roulement

### Actifs courants

Les actifs courants s'élevaient à 416,5 M\$ au 31 mars 2020, comparativement à 305,6 M\$ au 31 décembre 2019, une hausse de 110,9 M\$ découlant essentiellement :

- d'une hausse de 114,8 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie découlant des activités d'exploitation, de financement et d'investissement et de l'appréciation du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien.

Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par :

- une baisse de 3,7 M\$ des débiteurs liée à la diminution des produits en mars 2020 par rapport à décembre 2019.

### Passifs courants

Les passifs courants s'élevaient à 658,6 M\$ au 31 mars 2020, comparativement à 641,4 M\$ au 31 décembre 2019, une hausse de 17,3 M\$ découlant essentiellement :

- d'une hausse de 26,7 M\$ des instruments financiers dérivés par suite d'une diminution générale des courbes de taux d'intérêt au cours du premier trimestre de 2020;
- d'une hausse de 6,9 M\$ du dividende à payer découlant de l'augmentation des dividendes déclarés en mars 2020 par rapport à décembre 2019;
- de l'appréciation du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien.

Ces hausses ont été partiellement contrebalancées par :

- une baisse de 15,1 M\$ des créiteurs découlant de la diminution des charges d'exploitation au cours du trimestre clos le 31 mars 2020 par rapport au dernier trimestre de 2019.

Au 31 mars 2020, le fonds de roulement était négatif de 242,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,63:1,00 (au 31 décembre 2019, le fonds de roulement était négatif de 335,7 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,48:1,00). L'amélioration de 93,6 M\$ s'explique par les éléments décrits ci-dessus.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Au 31 mars 2020, sur les 700,0 M\$ à sa disposition sur les facilités de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 25,0 M\$ à titre d'avances de fonds, et 137,1 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 537,9 M\$. En outre, le projet Mesgi'g Ugu's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit en raison de la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit, ce qui a donné lieu au reclassement du solde total de l'emprunt du projet de 238,7 M\$ dans les passifs courants.

### Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 6 219,5 M\$ au 31 mars 2020, comparativement à 6 066,5 M\$ au 31 décembre 2019, en hausse de 153,1 M\$ en raison principalement :

- d'une augmentation de 172,4 M\$ des immobilisations corporelles découlant :
  - d'un investissement de 94,2 M\$ dans les activités de construction liées au projet Hillcrest;
  - de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles;
- une diminution de la valeur actualisée du coût des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par :

- une diminution de 25,1 M\$ des instruments financiers dérivés découlant essentiellement de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.

### Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 4 786,4 M\$ au 31 mars 2020, comparativement à 5 115,4 M\$ au 31 décembre 2019, en baisse de 329,0 M\$ en raison essentiellement :

- d'une diminution de la dette à long terme de 415,7 M\$ découlant principalement :
  - d'un remboursement net de 466,1 M\$ sur la facilité de crédit de la Société au moyen du produit tiré du placement privé d'Hydro-Québec de 661,0 M\$, en partie contrebalancé par les prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et d'autres besoins en trésorerie;
  - des remboursements prévus de capital sur la dette à long terme.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- une hausse de 66,1 M\$ des instruments financiers dérivés par suite d'une diminution générale des courbes de taux d'intérêt;
- une hausse de 47,1 M\$ des obligations locatives attribuable aux nouvelles obligations liées au projet Hillcrest, contrebalancée en partie par une diminution de la juste valeur des obligations locatives;
- une diminution de la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des droits au titre des obligations futures.

Au 31 mars 2020, 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. Au 31 décembre 2019 et au 31 mars 2020, le projet Mesgi'g Ugju's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit. Un manquement a été déclenché par la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit. Une dérogation a été obtenue et a ensuite été prolongée jusqu'au 30 juin 2020. Un plan a été mis en place pour assurer la continuité des opérations du projet. Un dialogue permanent et des rapports sont fournis aux prêteurs du projet jusqu'à ce que cette situation soit résolue. Le projet était en conformité avec les clauses financières. Si la dérogation n'est pas renouvelée, le prêteur aura le droit d'exiger un remboursement; l'emprunt de 238,7 M\$ a été réaffecté à la tranche à court terme de la dette à long terme.

### 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.

Au 31 mars 2020	Devise	Montant nominal actuel		Juste valeur après ajustement du crédit	
		Devise d'origine	CAD	Devise d'origine	CAD
Swaps de taux d'intérêt	CAD	1 134 909	1 134 909	(123 638)	(123 637)
Swaps de taux d'intérêt	USD	140 396	199 180	(24 465)	(34 709)
Swaps de taux d'intérêt	EURO	145 897	227 365	(12 502)	(19 484)
Contrats de change à terme	CAD	534 174	534 174	(15 481)	(15 481)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	USD	s.o.	s.o.	(3 827)	(5 428)
					(198 739)

### Capitaux propres

Les capitaux propres se sont établis à 1 191,0 M\$ au 31 mars 2020, comparativement à 615,3 M\$ au 31 décembre 2019, en hausse de 575,7 M\$ du fait surtout :

- du placement privé de 661,0 M\$ d'actions ordinaires d'Innergex par Hydro-Québec à un prix de 19,08 \$ par action, pour un total de 34,6 millions d'actions.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- des dividendes de 32,8 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées au cours de la période, comparativement à 28,8 M\$ pour la même période l'an dernier.

### Éventualités

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

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3,2 M\$ à Harrison pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement aux appelants. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer aux requérants la somme en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant de 3,3 M\$, représentant le capital de 3,2 M\$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe des appelants, portant intérêt en faveur de ces derniers. La Société a comptabilisé ce montant dans les comptes consolidés de résultat de l'exercice 2019.



## Arrangements hors bilan

Au 31 mars 2020, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 244,8 M\$, y compris un montant de 137,1 M\$ au titre de ses facilités de crédit disponibles, 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 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 120,4 M\$ en vue principalement de garantir les activités de certains projets potentiels. Les garanties de société ont également servi à soutenir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France et la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

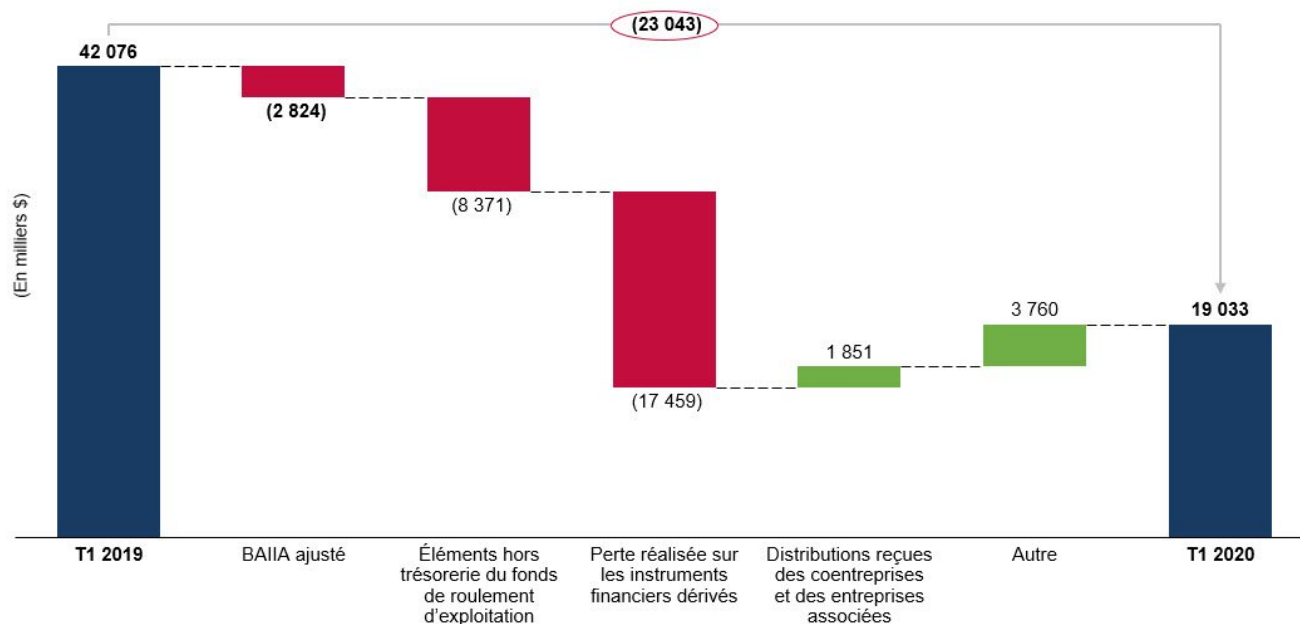
Les investisseurs participant au partage fiscal dans les projets aux États-Unis exigent généralement des garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Kokomo, Spartan, Flat Top, Phoebe et Foard City, 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 parc solaire 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	
	2020	2019
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>		
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	42 829	57 501
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(23 796)	(15 425)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies	19 033	42 076
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées	—	10 542
	19 033	52 618
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>		
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies	133 207	94 178
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités abandonnées	—	(630)
	133 207	93 548
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies	(49 617)	(104 371)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées	—	(18 562)
	(49 617)	(122 933)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	12 161	(683)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	114 784	22 550
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	156 224	79 586
Plus : Trésorerie et équivalents de trésorerie détenus en vue de la vente à l'ouverture de la période	—	(4 164)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>	<b>271 008</b>	<b>97 972</b>

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

En baisse de 23,0 M\$ à 19,0 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020



### **Pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, 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 perte réalisée de 17,5 M\$ sur instruments financiers dérivés en 2020 (néant en 2019), attribuable surtout à une perte réalisée de 19,7 M\$ sur la couverture de base de Phoebe en raison de différentiels de base défavorables hors des heures de production;
- la variation défavorable de 8,4 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui découle surtout de ce qui suit :
  - une variation défavorable de 15,7 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des débiteurs.
 Cet élément a été partiellement contrebalancé par :
  - une variation favorable de 7,8 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des fournisseurs et autres créditeurs.

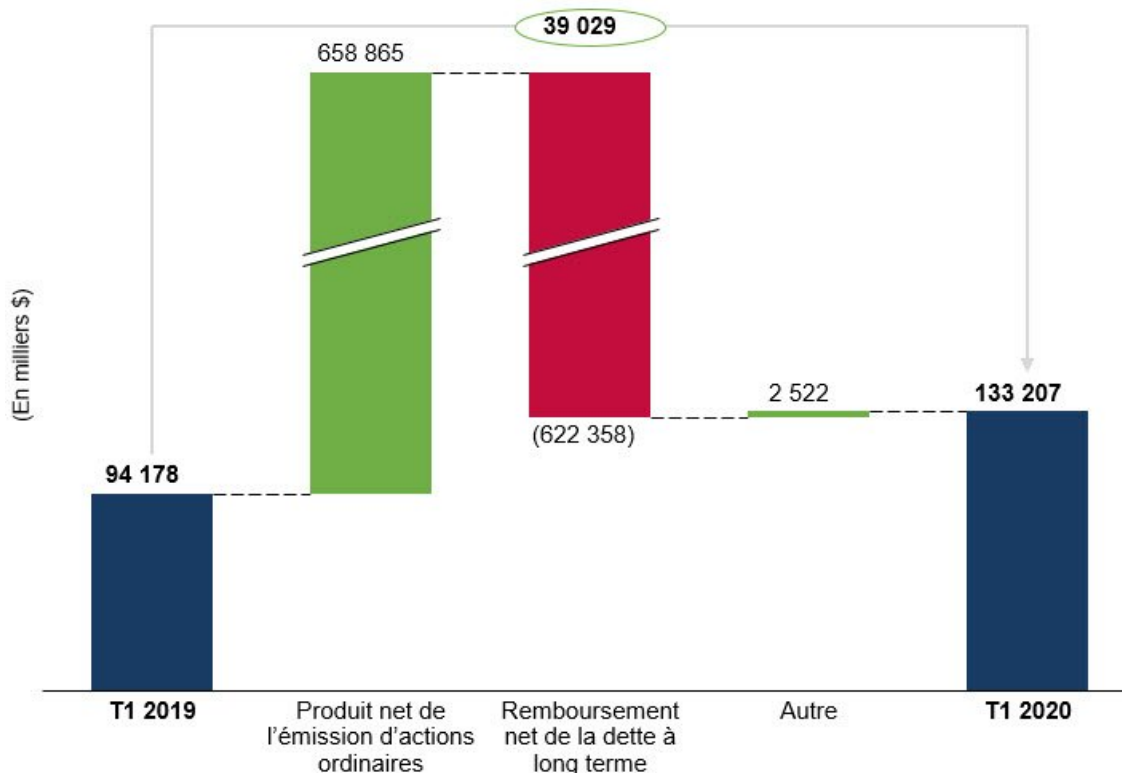
Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- une augmentation de 1,9 M\$ des distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées, attribuable surtout au projet Toba Montrose.

Les activités abandonnées n'ont en outre pas contribué aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2020, tandis qu'elles avaient contribué à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation à hauteur de 10,5 M\$ pendant la période de trois mois close le 31 mars 2019.

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

Entrées de trésorerie en hausse de 39,0 M\$ à 133,2 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020



### **Pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, 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 :

- des entrées nettes de trésorerie de 658,9 M\$ liées à l'émission d'actions ordinaires attribuable au placement privé d'Hydro-Québec dans Innergex.

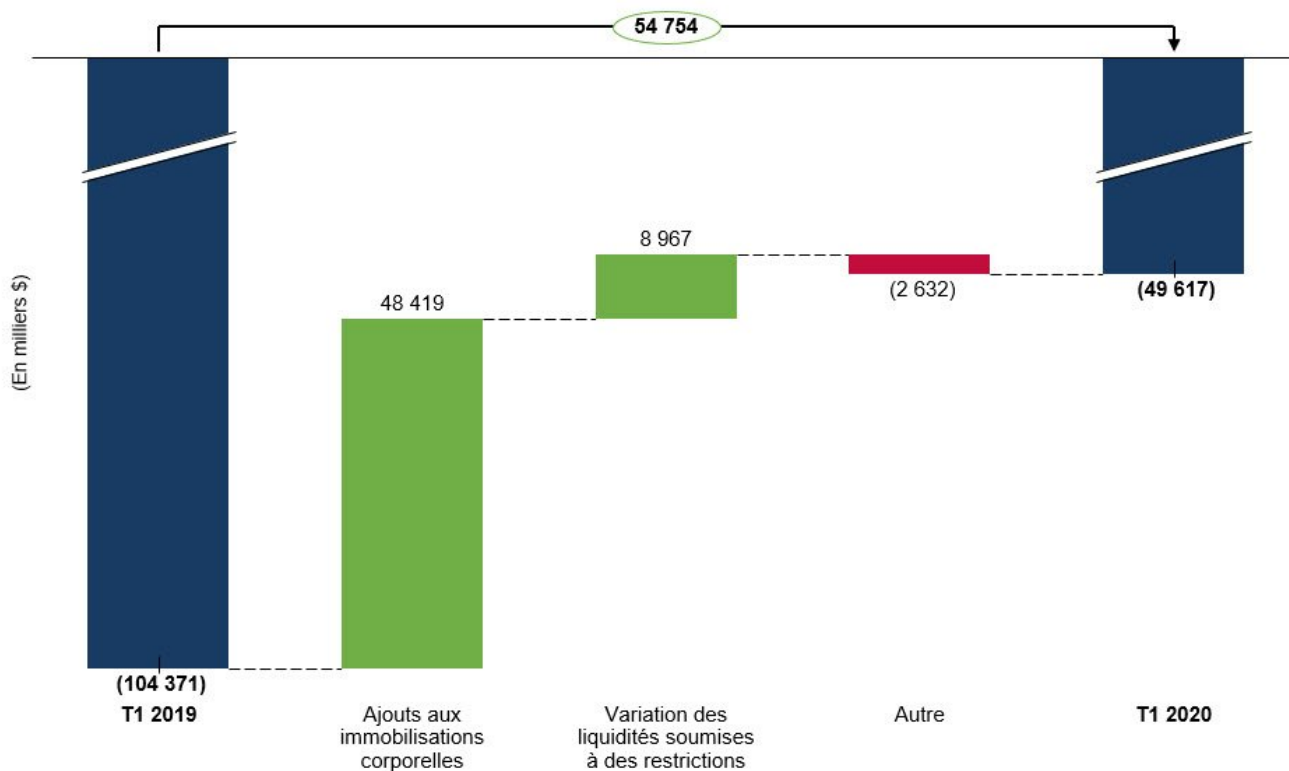
Cet élément a été en partie contrebalancé par :

- un remboursement net de 621,4 M\$ de la dette à long terme, principalement attribuable :
  - à un remboursement net de 466,1 M\$ sur la facilité de crédit de la Société au moyen du produit tiré du placement privé d'Hydro-Québec de 661,0 M\$, en partie contrebalancé par les prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et d'autres besoins en trésorerie;
  - aux remboursements prévus de capital sur la dette à long terme.

Les activités abandonnées n'ont en outre pas contribué aux flux de trésorerie liés aux activités de financement au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2020, tandis qu'elles avaient contribué à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités de financement à hauteur de 0,6 M\$ pendant la période de trois mois close le 31 mars 2019.

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

Décaissements en baisse de 54,8 M\$ à 49,6 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2020



### **Pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, 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 ajouts aux immobilisations corporelles de 48,4 M\$, qui sont passées de 98,3 M\$ en 2019, ce qui s'explique surtout par la construction du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City, à 49,9 M\$ en 2020, relativement à la construction du projet solaire Hillcrest;
- une variation favorable de 9,0 M\$ des soldes de liquidités soumises à des restrictions découlant d'une hausse des liquidités soumises à des restrictions de 4,9 M\$ en 2019, comparativement à une diminution de 4,1 M\$ en 2020.

Les activités abandonnées n'ont en outre pas contribué aux flux de trésorerie liés aux activités d'investissement au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2020, tandis qu'elles avaient contribué à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement à hauteur de 18,6 M\$ pendant la période de trois mois close le 31 mars 2019.

## FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution <sup>1</sup>	Périodes de douze mois closes les 31 mars	
	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	206 480	212 780
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(14 741)	36 131
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(6 894)	(10 405)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(134 127)	(97 643)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup>	(7 929)	(26 053)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
<i>Ajouter (déduire) les éléments non récurrents suivants :</i>		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	264	3 267
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	4 145	6 920
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe <sup>4</sup>	31 355	—
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 <sup>3</sup>	8 242	—
Impôt payé sur le gain intersociétés réalisé	10 594	—
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>91 447</b>	<b>119 055</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	103 025	91 080
Ratio de distribution	113 %	77 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>		
Charges liées aux projets potentiels	12 113	19 915
<b>Flux de trésorerie disponibles ajustés</b>	<b>103 560</b>	<b>138 970</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD	99 969	83 534
<b>Ratio de distribution ajusté</b>	<b>97 %</b>	<b>60 %</b>

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. 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.

4. Compte tenu de leur occurrence limitée (sur la période contractuelle résiduelle de 21 mois), les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe sont réputés ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

## Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2020, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 91,4 M\$, comparativement à 119,1 M\$ pour la période correspondante l'an dernier.

La diminution des flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement :

- à l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette, liée surtout à l'emprunt du projet Innergex Cartier Énergie découlant de l'acquisition des parcs éoliens Cartier au quatrième trimestre de 2018, contrebalancée en partie par le remboursement parallèle des emprunts liés aux projets Anse-à-Valleau, Carleton et Montagne-Sèche;
- à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, ajustés pour tenir compte d'un élément non récurrent, principalement attribuable à :
  - une hausse des charges financières payées relativement à l'emprunt du projet Innergex Cartier.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une diminution des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, liée principalement à la cession de HS Orka.

À ces éléments a été rajouté le principal élément non récurrent suivant :

- un recouvrement de 8,2 M\$, par suite de la vente de HS Orka, des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels engagées antérieurement, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle.

## Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2020, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 113 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 77 % pour la même période l'an dernier.

Cette variation est en grande partie attribuable aux éléments suivants :

- l'augmentation du dividende trimestriel, liée principalement à l'émission, au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2020, de 34 636 823 actions ordinaires à Hydro-Québec dans le cadre du placement privé ainsi qu'à la conversion d'une partie des débentures convertibles à 4,25 % en 5 776 795 actions ordinaires avant leur rachat en octobre 2019;
- l'émission d'actions additionnelles au titre du RRD;
- la diminution de 27,6 M\$ des flux de trésorerie disponibles décrite ci-dessus.

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

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Périodes de trois mois closes les			
	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019
Production (MWh)	1 679 598	1 793 803	1 665 362	1 741 953
Produits	132,1	143,1	142,8	144,7
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	90,4	103,3	107,4	105,2
(Perte nette) bénéfice net	(46,9)	(47,4)	9,7	7,3
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	(53,7)	(46,8)	14,3	(7,8)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,35)	(0,35)	0,10	(0,07)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(53,7)	(46,2)	14,1	10,8
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	(0,35)	(0,35)	0,09	0,07
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	31,3	24,4	23,9	23,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,175	0,175	0,175

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

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Périodes de trois mois closes les			
	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018
Production (MWh)	1 308 505	1 396 066	1 236 722	1 509 599
Produits	126,4	138,3	116,5	124,9
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	93,2	103,3	83,7	91,7
(Perte nette) bénéfice net	(0,9)	14,2	9,5	16,9
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	(7,4)	15,9	8,8	10,0
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,07)	0,12	0,06	0,06
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(6,7)	13,7	10,7	13,3
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	(0,06)	0,10	0,07	0,09
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	23,4	22,6	22,6	22,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,175	0,170	0,170	0,170

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

## 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 marge du BAIIA ajusté proportionnel, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, 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 la participation d'Innergex dans les produits des coentreprises et 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, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance de l'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	
	2020	2019
Produits	132 116	126 419
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :		
Toba Montrose (40 %)	341	536
Shannon (50 %)	1 558	2 124
Flat Top (51 %)	2 418	2 597
Dokie (25,5 %)	3 193	2 320
Jimmie Creek (50,99 %)	191	142
Umbata Falls (49 %)	660	701
Viger-Denonville (50 %)	1 573	1 992
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	2 859	3 302
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	740	603
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	583	492
	14 116	14 809
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :		
Foard City	10 931	—
Shannon (50 %)	3 155	3 014
Flat Top (51 %)	4 053	3 806
	18 139	6 820
<b>Produits proportionnels</b>	<b>164 371</b>	<b>148 048</b>

1. 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 %).

## 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 (produits) charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des 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 31 mars	
	2020	2019
Perte nette découlant des activités poursuivies	(46 931)	(4 420)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	(813)	(4 078)
Charges financières	60 330	52 971
Amortissements	53 567	46 466
BAIIA	66 153	90 939
Autres (produits) charges, montant net	(23 497)	726
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	20 054	6 890
Variation de la juste valeur des instruments financiers	27 709	(5 312)
BAIIA ajusté	90 419	93 243
Marge du BAIIA ajusté	68,4 %	73,8 %

## BAIIA ajusté proportionnel et marge du 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 la participation d'Innergex dans le BAIIA ajusté des coentreprises et 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'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. 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.

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, lors de la mise en service du projet éolien Foard City, la mesure du BAIIA ajusté proportionnel a été modifiée pour refléter la génération des CIP des parcs éoliens de la Société et des parcs éoliens des coentreprises et des entreprises associées. Les CIP constituent un facteur important de la performance financière des projets éoliens aux États-Unis et ont été un élément important pour déterminer leur faisabilité économique. Actuellement, ils servent en grande partie au remboursement de capital du financement de partage fiscal de la Société.

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020	2019
BAIIA ajusté	90 419	93 243
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :		
Toba Montrose (40 %)	(968)	(988)
Shannon (50 %)	465	959
Flat Top (51 %)	1 398	730
Dokie (25,5 %)	2 633	1 793
Jimmie Creek (50,99 %)	(246)	(376)
Umbata Falls (49 %)	465	426
Viger-Denonville (50 %)	1 309	1 652
Duqueco (50%) <sup>1</sup>	1 612	1 579
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	464	405
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	324	251
	7 456	6 431
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :		
Foard City	10 931	—
Shannon (50 %)	3 155	3 014
Flat Top (51 %)	4 053	3 806
	18 139	6 820
BAIIA ajusté proportionnel	116 014	106 494
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	70,6 %	71,9 %

1. 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 %).

### **Perte nette ajustée découlant des activités poursuivies**

Les références à « 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) : variation de la juste valeur des instruments financiers, (profit réalisé) perte réalisée sur instruments financiers, charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus, et quote-part de la variation de la juste valeur des 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. 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 la perte nette ajustée découlant des activités poursuivies ne doit pas être considérée comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement 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 la participation d'Innergex dans 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.

(en MWh)	Périodes de trois mois closes les 31 mars					
	2020			2019		
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
Production	1 679 598	1 804 235	93 %	1 308 505	1 326 479	99 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)	2 636	8 064	33 %	4 470	8 064	55 %
Shannon (50 %)	93 840	92 303	102 %	91 609	92 303	99 %
Flat Top (51 %)	121 755	116 655	104 %	115 676	116 655	99 %
Dokie (25,5 %)	25 868	21 058	123 %	16 576	21 058	79 %
Jimmie Creek (50,99 %)	1 002	705	142 %	765	705	109 %
Umbata Falls (49 %)	8 714	8 294	105 %	9 244	8 294	111 %
Viger-Denonville (50 %)	10 366	10 150	102 %	13 179	10 150	130 %
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	16 805	18 508	91 %	19 800	16 603	119 %
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	6 060	7 500	81 %	6 648	6 612	101 %
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	3 122	3 796	82 %	3 355	3 681	91 %
	290 168	287 033	101 %	281 322	284 125	99 %
<b>Production proportionnelle</b>	<b>1 969 766</b>	<b>2 091 268</b>	<b>94 %</b>	<b>1 589 827</b>	<b>1 610 604</b>	<b>99 %</b>

1. 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 %).



## 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, aux 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 (notamment les occasions de croissance prévues dans le cadre de l'alliance stratégique), 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, l'estimation de la taille, des coûts et du calendrier des projets, y compris l'obtention des permis, le début des travaux de construction, les travaux réalisés et le début de la mise en service commerciale des projets en développement ou des projets potentiels, l'intention de la Société de soumettre des projets aux termes de demandes de propositions, l'admissibilité des projets américains aux CIP ou aux CII, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. 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 CAÉ 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; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; 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 changements climatiques à l'échelle mondiale; 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; le fait que les produits provenant de certaines installations fluctuent 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.

Pour lutter contre la propagation de la COVID-19, les autorités de toutes les régions où nous menons nos activités ont mis en place des mesures restrictives pour les entreprises. Cependant, ces mesures n'ont pas eu d'incidence significative sur la Société jusqu'à présent, car la production d'électricité a été considérée comme un service essentiel dans toutes les régions où nous exerçons nos activités. Notre production d'énergie renouvelable est vendue principalement par l'entremise de CAÉ à des contreparties fiables. Il n'est pas exclu que les mesures restrictives actuelles ou futures aient un effet négatif sur la stabilité financière des fournisseurs et autres partenaires de la Société, ou sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société. La délivrance de permis et d'autorisations, la négociation et la conclusion d'accords concernant des projets en développement et d'acquisition, les activités de construction et l'approvisionnement en équipements pourraient être touchés de manière défavorable par les mesures restrictives liées à la COVID-19.

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.

	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>Production prévue</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (« PMLT »). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'irradiation 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.</p> <p>La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Cette consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'irradiation</p> <p>Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophes naturelles et cas de force majeure</p> <p>Risques politiques et réglementaires affectant la production</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production</p> <p>Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes</p> <p>Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport d'électricité</p> <p>Litiges</p>

Principaux risques et principales incertitudes	
<p><b>Produits prévus</b></p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. 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 les parcs éoliens Foard City, Shannon et Flat Top, le parc solaire Phoebe et 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 CAÉ prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation.</p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <p>Dépendance envers les CAÉ</p> <p>Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité</p> <p>Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité</p> <p>Changements dans la conjoncture économique générale</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants</p>
<p><b>BAlIA ajusté prévu</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant au (déduisant du) bénéfice net (perte nette) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres charges (produits), la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des instruments financiers.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>
<p><b>BAlIA ajusté proportionnel prévu</b></p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime le BAlIA ajusté proportionnel annuel en additionnant le BAlIA ajusté prévu et la quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex liée aux CIP.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAlIA ajusté prévu ».</p>
<p><b>Intention de payer un dividende trimestriel</b></p> <p>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.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAlIA ajusté prévu ».</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende</p>

**Principaux risques et principales incertitudes**

**Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels**

La Société 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  
 Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants  
 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 et cas de force majeure  
 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  
 Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable  
 Capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires  
 Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures  
 Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants  
 Mesures restrictives liées à la COVID-19

**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

**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 assujéti 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

## CHANGEMENT DE MÉTHODES COMPTABLES

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

La Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes.

#### Modifications de la définition de « significatif »

Le 31 octobre 2018, l'IASB a publié Définition du terme « significatif » (modification d'IAS 1, *Présentation des états financiers* et d'IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*), qui clarifie la définition de ce terme et harmonise cette définition avec celle utilisée dans le Cadre conceptuel et avec les normes elles-mêmes. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020.

#### Modifications des références au Cadre conceptuel

Conjointement avec le cadre conceptuel révisé publié en mars 2018, l'IASB a également publié Modifications des références au Cadre conceptuel dans les normes IFRS. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020.

#### Modifications d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*

Le 22 octobre 2018, l'IASB a publié Définition d'une entreprise (modifications d'IFRS 3) qui vise à résoudre les difficultés qui surviennent lorsqu'une entité détermine si elle a acquis une entreprise ou un groupe d'actifs. Les modifications s'appliquent aux regroupements d'entreprises pour lesquels la date d'acquisition est égale ou postérieure au début de la première période de présentation de l'information financière annuelle ouverte à compter du 1er janvier 2020.

## 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 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 annuels 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 janvier 2020 et close le 31 mars 2020, 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

### **Clôture du financement du projet solaire Hillcrest**

Le 7 mai 2020, la Société a annoncé la clôture d'un financement de construction, d'un engagement de financement par participation au partage fiscal et d'une facilité de prêt à terme de 7 ans de 191,8 M\$ US (270,9 M\$) pour le projet solaire Hillcrest situé dans le comté de Brown, en Ohio. Les coûts totaux de construction sont estimés à 279,5 M\$ US (394,8 M\$) et seront financés en partie au moyen d'un emprunt de construction à terme de 82 M\$ US (115,8 M\$) et d'un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal consenti par un groupe de prêteurs de 109,8 M\$ US (155,1 M\$). Innergex financera les 87,7 M\$ US (123,9 M\$) restants de l'engagement de financement. Lors de la mise en service commerciale, un investisseur participant au partage fiscal fournira la participation au partage fiscal à utiliser pour rembourser le crédit-relais lié au partage fiscal.



# COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2020	2019
<b>Produits</b>		132 116	126 419
<b>Charges</b>			
Exploitation		27 547	20 058
Frais généraux et administratifs		10 511	8 687
Projets potentiels		3 639	4 431
Bénéfice avant les éléments suivants :		90 419	93 243
Amortissement des immobilisations corporelles	7	43 121	36 446
Amortissement des immobilisations incorporelles		10 446	10 020
Bénéfice avant les éléments suivants :		36 852	46 777
Charges financières		60 330	52 971
Autres (produits) charges, montant net		(23 497)	726
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées		20 054	6 890
Variation de la juste valeur des instruments financiers	5	27 709	(5 312)
Perte avant impôt sur le résultat		(47 744)	(8 498)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat			
Exigible		3 926	2 424
Différé		(4 739)	(6 502)
		(813)	(4 078)
<b>Perte nette découlant des activités poursuivies</b>		(46 931)	(4 420)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	3	—	3 566
<b>Perte nette</b>		(46 931)	(854)
<b>Perte nette attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		(53 740)	(6 747)
Participations ne donnant pas le contrôle		6 809	5 893
		(46 931)	(854)
<b>Perte par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires :</b>			
Perte nette par action, de base (\$)	6	(0,35)	(0,07)
Perte nette par action, diluée (\$)	6	(0,35)	(0,07)
<b>Perte par action attribuable aux propriétaires :</b>			
Perte nette par action, de base (\$)	6	(0,35)	(0,06)
Perte nette par action, diluée (\$)	6	(0,35)	(0,06)

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2020	2019
Perte nette		(46 931)	(854)
<b>Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :</b>			
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger		71 617	(6 665)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	5	1 024	6 062
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	5	(92 521)	22 291
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie		(5 892)	(2 120)
Recouvrement (charge) d'impôt différé connexe		24 168	(3 095)
<b>Autres éléments du résultat global découlant des activités poursuivies</b>		(1 604)	16 473
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	3	—	(37 790)
<b>Autres éléments du résultat global</b>		(1 604)	(21 317)
<b>Total du résultat global</b>		(48 535)	(22 171)
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		(57 190)	(4 337)
Participations ne donnant pas le contrôle		8 655	(17 834)
		(48 535)	(22 171)

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 mars 2020	31 décembre 2019
	Notes		
<b>ACTIFS</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		271 008	156 224
Liquidités soumises à restrictions		37 443	39 451
Débiteurs		88 562	92 265
Instruments financiers dérivés	5	4 622	5 419
Charges payées d'avance et autres		14 848	12 273
<b>Total des actifs courants</b>		<b>416 483</b>	<b>305 632</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Immobilisations corporelles	7	4 792 401	4 620 025
Immobilisations incorporelles		675 414	682 227
Frais de développement liés aux projets		5 156	11 135
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		514 286	511 899
Instruments financiers dérivés	5	53 196	78 251
Actifs d'impôt différé		41 102	30 264
Goodwill		62 671	60 666
Autres actifs non courants		75 313	72 005
<b>Total des actifs non courants</b>		<b>6 219 539</b>	<b>6 066 472</b>
<b>Total des actifs</b>		<b>6 636 022</b>	<b>6 372 104</b>
<b>PASSIFS</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Fournisseurs et autres créditeurs		167 995	176 157
Instruments financiers dérivés	5	77 806	51 093
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs		412 818	414 103
<b>Total des passifs courants</b>		<b>658 619</b>	<b>641 353</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Instruments financiers dérivés	5	178 751	112 625
Prêts et emprunts à long terme		3 866 522	4 281 586
Autres passifs		323 394	292 421
Passifs d'impôt différé		417 717	428 793
<b>Total des passifs non courants</b>		<b>4 786 384</b>	<b>5 115 425</b>
<b>Total des passifs</b>		<b>5 445 003</b>	<b>5 756 778</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 171 422	604 384
Participations ne donnant pas le contrôle		19 597	10 942
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>1 191 019</b>	<b>615 326</b>
<b>Total des passifs et des capitaux propres</b>		<b>6 636 022</b>	<b>6 372 104</b>

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de trois mois close le 31 mars 2020	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2020	97 215	1 268 311	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	604 384	10 942	615 326
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(53 740)	—	(53 740)	6 809	(46 931)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(3 450)	(3 450)	1 846	(1 604)
Total du résultat global	—	—	—	—	(53 740)	(3 450)	(57 190)	8 655	(48 535)
Actions ordinaires émises le 6 février 2020 : placement privé	660 870	—	—	—	—	—	660 870	—	660 870
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 536 \$)	(1 469)	—	—	—	—	—	(1 469)	—	(1 469)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	203	—	—	—	—	—	203	—	203
Paiements fondés sur des actions	—	18	—	—	—	—	18	—	18
Exercice d'options sur actions ordinaires	137	(649)	—	—	—	—	(512)	—	(512)
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 046	—	—	—	—	—	1 046	—	1 046
Achat d'actions - Régime d'actions liées au rendement	(3 104)	—	—	—	—	—	(3 104)	—	(3 104)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(31 339)	—	(31 339)	—	(31 339)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(1 485)	—	(1 485)	—	(1 485)
<b>Solde au 31 mars 2020</b>	<b>754 898</b>	<b>1 267 680</b>	<b>131 069</b>	<b>2 869</b>	<b>(966 413)</b>	<b>(18 681)</b>	<b>1 171 422</b>	<b>19 597</b>	<b>1 191 019</b>

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de trois mois close le 31 mars 2019	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2019	6 546	1 272 604	131 069	3 976	(748 890)	(35 513)	629 792	329 769	959 561
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(6 747)	—	(6 747)	5 893	(854)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	2 410	2 410	(23 727)	(21 317)
Total du résultat global	—	—	—	—	(6 747)	2 410	(4 337)	(17 834)	(22 171)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	980	—	—	—	—	—	980	—	980
Paiements fondés sur des actions	—	14	—	—	—	—	14	—	14
Exercice d'options sur actions ordinaires	1 181	(4 256)	—	—	—	—	(3 075)	—	(3 075)
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 057	—	—	—	—	—	1 057	—	1 057
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(23 360)	—	(23 360)	—	(23 360)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(1 485)	—	(1 485)	—	(1 485)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(6 392)	(6 392)
Solde au 31 mars 2019	9 764	1 268 362	131 069	3 976	(780 482)	(33 103)	599 586	305 543	905 129

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

# TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2020	2019
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>			
Perte nette		(46 931)	(854)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées		—	(3 566)
Perte nette découlant des activités poursuivies		(46 931)	(4 420)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissements		53 567	46 466
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées		20 054	6 890
Variation de la juste valeur des instruments financiers	5	27 709	(5 312)
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal		(17 282)	—
Autres		18	(163)
Charges financières		60 330	52 971
Charges financières payées	10 b)	(37 315)	(37 289)
Perte réalisée sur instruments financiers	5	(17 459)	—
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		5 124	3 273
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat		(813)	(4 078)
Impôt sur le résultat payé		(1 520)	(1 548)
Incidence de la variation des taux de change		(2 653)	711
		42 829	57 501
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	10 a)	(23 796)	(15 425)
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies		19 033	42 076
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées		—	10 542
		19 033	52 618
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(24 193)	(21 628)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(1 485)	(1 485)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		—	(3 082)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	10 c)	70 925	165 893
Remboursement de la dette à long terme	10 c)	(567 358)	(40 895)
Paiement d'obligations locatives		(443)	(1 550)
Achat d'actions ordinaires détenues en fiducie en vertu du régime d'ALR		(3 104)	—
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		658 865	—
Paiement des retenues à la source à la suite de l'exercice d'options sur actions		—	(3 075)
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités poursuivies		133 207	94 178
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités abandonnées		—	(630)
		133 207	93 548
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>			
Variation des liquidités soumises à des restrictions		4 070	(4 897)
Fonds nets investis dans les comptes de réserve		(1 956)	(1 033)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(49 854)	(98 273)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(1 813)	(755)
Ajouts aux autres actifs non courants		(64)	(15)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		—	602
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies		(49 617)	(104 371)
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées		—	(18 562)
		(49 617)	(122 933)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		12 161	(683)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		114 784	22 550
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		156 224	79 586
Plus : Trésorerie et équivalents de trésorerie détenus en vue de la vente à l'ouverture de la période		—	(4 164)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>		<b>271 008</b>	<b>97 972</b>

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 10.

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 par les auditeurs indépendants de la Société, ont été approuvés par le conseil d'administration le 12 mai 2020.

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. 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.



## 2. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

### Changements de méthodes comptables

La Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes.

#### **Modifications de la définition de « significatif »**

Le 31 octobre 2018, l'IASB a publié Définition du terme « significatif » (modification d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, et d'IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*), qui clarifie la définition de ce terme et harmonise cette définition avec celle utilisée dans le Cadre conceptuel et avec les normes elles-mêmes. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020.

#### **Modifications des références au Cadre conceptuel**

Conjointement avec le cadre conceptuel révisé publié en mars 2018, l'IASB a également publié Modifications des références au Cadre conceptuel dans les normes IFRS. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020.

#### **Modifications d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises***

Le 22 octobre 2018, l'IASB a publié Définition d'une entreprise (modifications d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*) qui vise à résoudre les difficultés qui surviennent lorsqu'une entité détermine si elle a acquis une entreprise ou un groupe d'actifs. Les modifications s'appliquent aux regroupements d'entreprises pour lesquels la date d'acquisition est égale ou postérieure au début de la première période de présentation de l'information financière annuelle ouverte à compter du 1er janvier 2020.

### 3. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 23 mai 2019, la Société a vendu sa filiale en propriété exclusive Magma Energy Sweden A.B., qui détenait une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »), à Jarðvarmi slhf. Le tableau suivant présente un sommaire du bénéfice net découlant des activités abandonnées au 31 mars 2019 :

	Période de trois mois close le 31 mars 2019
Produits	26 594
Charges	21 452
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(2 284)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	7 426
Charge d'impôt sur le résultat	926
Bénéfice net découlant des activités abandonnées avant les éléments suivants :	6 500
Coûts de transaction	2 934
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	3 566
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	(37 790)
<b>Total du résultat global découlant des activités abandonnées</b>	<b>(34 224)</b>
Bénéfice net découlant des activités abandonnées attribuable aux éléments suivants :	
Propriétaires de la société mère	664
Participations ne donnant pas le contrôle	2 902
	3 566
Total du résultat global découlant des activités abandonnées attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(16 052)
Participations ne donnant pas le contrôle	(18 172)
	(34 224)
Bénéfice net par action découlant des activités abandonnées	
Bénéfice net par action, de base (\$)	0,01
Bénéfice net par action, dilué (\$)	0,01

## 4. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

### Innavik

Le projet hydroélectrique Innavik est en voie d'obtenir du financement pour la construction à venir. Afin d'atténuer le risque de fluctuations des taux d'intérêt pendant le processus de négociation, ce qui aurait une incidence sur le coût du financement futur et le taux de rendement projeté du projet, Innavik a conclu, entre le 20 février 2020 et le 6 mars 2020, sept contrats à terme sur obligations échéant le 20 août 2020 d'une valeur nominale totale de 58 000 \$ d'obligations du gouvernement du Canada à 2,75 % échéant le 1er décembre 2048.

## 5. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les soldes d'ouverture et de clôture des instruments financiers dérivés (se reporter à la note 11 pour obtenir plus de renseignements sur les informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur) :

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couvertures du prix de l'électricité et de base (niveau 3)	Total
Au 1er janvier 2020	(24 269)	(83 536)	27 757	(80 048)
Perte réalisée sur instruments financiers	—	—	17 459	17 459
Variation de la juste valeur des instruments financiers				
Comptabilisés dans le compte consolidé de résultat <sup>1</sup>	7 764	1 065	(50 576)	(41 747)
Comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	1 024	(91 750)	(771)	(91 497)
Écarts de change, montant net	—	(3 609)	703	(2 906)
Au 31 mars 2020	(15 481)	(177 830)	(5 428)	(198 739)

1. La perte de 27 709 \$ liée à la variation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisée dans le compte consolidé du résultat tient compte d'un profit de 14 038 \$ découlant de la réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère. Au moment de la consolidation, bien que les prêts intragroupe soient éliminés de l'état consolidé de la situation financière, les états de la situation financière des filiales étrangères, y compris le solde de leurs prêts à la société, sont convertis en dollars canadiens, les écarts de conversion étant comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ce qui n'élimine donc pas le profit comptabilisé dans le compte consolidé du résultat.

Présentés dans les états consolidés de la situation financière :

Aux	31 mars 2020	31 décembre 2019
Actifs courants	4 622	5 419
Actifs non courants	53 196	78 251
Passifs courants	(77 806)	(51 093)
Passifs non courants	(178 751)	(112 625)
	(198 739)	(80 048)

## 6. BÉNÉFICE PAR ACTION

	Période de trois mois close le 31 mars 2020		Période de trois mois close le 31 mars 2019	
	Total	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total
	<b>De base</b>			
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(53 740)	(7 411)	664	(6 747)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)	—	(1 485)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(55 225)	(8 896)	664	(8 232)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	159 682	132 865	132 865	132 865
Perte nette par action, de base (\$)	(0,35)	(0,07)	0,01	(0,06)

	Période de trois mois close le 31 mars 2020		Période de trois mois close le 31 mars 2019	
	Total	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total
	<b>Dilué</b>			
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires, diluée	(55 225)	(8 896)	664	(8 232)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, diluée (en milliers)	159 682	132 865	132 865	132 865
Perte nette par action, diluée (\$)	(0,35)	(0,07)	0,01	(0,06)

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020	2019
Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont exclues des éléments dilutifs (en milliers) :		
Incidence des options sur actions	643	918
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	401	131
Incidence des débetures convertibles	13 777	14 167
	14 821	15 216

## 7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
<b>Coût</b>							
Au 1er janvier 2020	120 809	2 091 034	2 514 434	466 078	102 952	32 462	5 327 769
Ajouts <sup>1</sup>	52 034	237	194	386	38 070	187	91 108
Transfert provenant des projets en développement	—	—	—	—	8 732	—	8 732
Autres modifications	(14 563)	(7)	(12 742)	(165)	—	916	(26 561)
Écarts de change, montant net	9 406	888	97 674	30 198	11 672	428	150 266
<b>Au 31 mars 2020</b>	<b>167 686</b>	<b>2 092 152</b>	<b>2 599 560</b>	<b>496 497</b>	<b>161 426</b>	<b>33 993</b>	<b>5 551 314</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1er janvier 2020	(4 672)	(310 000)	(328 004)	(50 593)	—	(14 475)	(707 744)
Amortissement	(1 157)	(9 944)	(27 790)	(3 484)	—	(746)	(43 121)
Écarts de change, montant net	(302)	(213)	(6 606)	(680)	—	(247)	(8 048)
<b>Au 31 mars 2020</b>	<b>(6 131)</b>	<b>(320 157)</b>	<b>(362 400)</b>	<b>(54 757)</b>	<b>—</b>	<b>(15 468)</b>	<b>(758 913)</b>
<b>Valeur comptable au 31 mars 2020<sup>2</sup></b>	<b>161 555</b>	<b>1 771 995</b>	<b>2 237 160</b>	<b>441 740</b>	<b>161 426</b>	<b>18 525</b>	<b>4 792 401</b>

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 428 \$.
2. Les immobilisations corporelles comprennent des actifs au titre de droits d'utilisation d'une valeur comptable de 166 403 \$ (montants de 158 381 \$, de 107 \$ et de 7 915 \$ se rapportant respectivement aux terrains, aux centrales hydroélectriques et à d'autres éléments) aux termes de contrats de location.

## 8. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

### a. Dette d'entreprise

#### Facilité de crédit à terme renouvelable

En février 2020, la Société a entièrement remboursé la facilité de crédit à terme renouvelable au moyen du produit tiré du placement privé d'Hydro-Québec dans les actions ordinaires de la Société. Par suite du remboursement, des prélèvements supplémentaires de 25 000 \$ ont été effectués. Le solde s'élevait à 25 000 \$ au 31 mars 2020 (490 996 \$ au 31 décembre 2019).

## 9. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

### a) Alliance stratégique et placement privé avec Hydro-Québec

Le 6 février 2020, Hydro-Québec a investi 660 871 \$ par l'intermédiaire d'un placement privé des actions ordinaires de la Société, à un prix de 19,08 \$ par action, ce qui représente un total de 34 636 823 actions (19,9 % des actions ordinaires émises et en circulation sur une base non diluée).

### b) Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

#### Régime d'option sur actions

Au cours du premier trimestre de 2020, 141 939 options sur actions ont été exercées, ce qui a donné lieu à l'émission de 50 368 actions ordinaires. La différence entre les 141 939 options exercées et les 50 368 actions ordinaires émises découle de l'exercice des options sans décaissement par les porteurs et des retenues 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, 46 895 options sur actions ont été attribuées au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2020. Les droits rattachés aux options sur actions attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis pendant un délai de quatre ans suivant la date d'attribution. Les options doivent être exercées avant le 2 mars 2027 à un prix d'exercice de 20,52 \$.

### c) Dividendes déclarés sur les actions ordinaires

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020	2019
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,175

#### 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 juillet 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 (\$)
12/05/2020	30/06/2020	15/07/2020	0,1800	0,2255	0,359375

## 10. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020	2019
Débiteurs	1 474	17 125
Charges payées d'avance et autres	(2 370)	(1 885)
Fournisseurs et autres créditeurs	(22 900)	(30 665)
	(23 796)	(15 425)

### b. Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020	2019
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(36 305)	(37 056)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(1 010)	(233)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(428)	(2 994)
Total des charges financières	(37 743)	(40 283)
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Variation des immobilisations corporelles impayées	(10 780)	70 986
Variation des coûts de développement de projets impayés	—	(752)
Actions ordinaires émises par suite de l'exercice d'options sur actions	137	1 181
Actions dont les droits ont été acquis dans le régime d'ALR	1 046	1 057
Distributions non versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	—	3 310
Réévaluation des autres passifs	(34 438)	—
Nouvelles obligations locatives	52 034	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	203	980
Retenue d'impôt impayée sur l'exercice des options sur actions	512	—



### c. Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020	2019
<b>Variations de la dette à long terme</b>		
Dette à long terme au début de la période	4 412 842	4 470 252
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente	—	(96 515)
Augmentation de la dette à long terme	70 925	166 820
Remboursement de la dette à long terme	(567 358)	(40 895)
Paiement des frais de financement différés	—	(927)
Attributs fiscaux	(6 351)	—
Crédits d'impôt sur la production	(10 931)	—
Autres charges financières hors trésorerie	9 469	2 327
Écarts de change, montant net	85 673	(31 338)
<b>Dette à long terme à la fin de la période</b>	<b>3 994 269</b>	<b>4 469 724</b>
<b>Variations des débetures convertibles</b>		
Débetures convertibles au début de la période	278 827	238 648
Désactualisation des débetures convertibles	611	691
<b>Débetures convertibles à la fin de la période</b>	<b>279 438</b>	<b>239 339</b>

## 11. INFORMATIONS À FOURNIR À L'ÉGARD DE LA GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET DE LA JUSTE VALEUR

### Informations à fournir à l'égard de la juste valeur

#### Swaps de taux d'intérêt

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie prévus. Les flux de trésorerie prévus sont actualisés au moyen d'une courbe de rendement conçue à partir de sources semblables qui reflète le taux de référence interbancaire pertinent utilisé par les intervenants du marché à cette fin pour fixer le prix des swaps de taux d'intérêt. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie.

#### Contrats de change à terme

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie prévus, qui représente la différence entre la valeur du contrat à l'échéance et la valeur établie selon le taux de change que l'institution financière utiliserait si elle renégociait en date de l'état de la situation financière le même contrat. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie, ce qui tient compte des ententes de compensation, le cas échéant.

#### Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base

Le calcul de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes de prix de l'électricité sont établies selon diverses méthodes et hypothèses qui tiennent compte de certaines données non observables. Au 31 mars 2020, les prix de l'électricité à terme utilisés dans le calcul de la juste valeur étaient les suivants :

En ce qui a trait à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 16,65 \$ US à 106,68 \$ US le MWh entre le 1er avril 2020 et le 30 juin 2031.

En ce qui concerne la couverture de base de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 21,43 \$ US à 106,68 \$ US le MWh entre le 1er avril 2020 et le 31 décembre 2021, tandis que les prix de l'électricité à terme du point d'injection de Phoebe sont calculés en utilisant un écart historique par rapport au réseau ERCOT South de 35,29 \$ US par MWh.

De plus amples informations sont fournies ci-dessous en ce qui concerne la méthodologie utilisée pour établir les courbes des prix à terme de l'électricité.

**Couverture du prix de l'électricité de Phoebe :** La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) les prix mensuels observables du marché jusqu'en décembre 2024 pour le réseau ERCOT South, obtenus des données ouvertes sur les taux d'intérêt de l'Intercontinental Exchange (ICE); 2) les prix cotés obtenus de l'ICE jusqu'en décembre 2030; et 3) pour les six mois restant jusqu'en juin 2031, un taux de rendement thermique qui repose sur les prix à terme de l'électricité pour l'année civile et les contrats à terme normalisés sur le prix NYMEX du gaz naturel permettant d'établir les prix moyens de l'électricité pour une année civile, ajustés pour tenir compte de la saisonnalité observée pour l'année civile 2021.

**Couverture de base de Phoebe :** La juste valeur de la couverture de base est tirée des prix à terme de l'électricité observables du réseau ERCOT South pour la durée de la période du contrat et d'une courbe des prix à terme du point d'injection de Phoebe conçue en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South pour la durée de la période du contrat, 2) l'écart historique entre les prix du réseau ERCOT South et du point d'injection de Phoebe depuis juillet 2019 (la « période observable ») et 3) l'écart historique antérieur à juillet 2019 entre les prix du réseau ERCOT South et une approximation pour le point d'injection de Phoebe, après ajustement en fonction du différentiel de prix moyen entre le point d'injection de Phoebe et son approximation au cours de la période observable.

La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie.

Les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé sont comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat, à titre de perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers.

### **Sensibilité**

Une augmentation des prix à terme du réseau ERCOT South entraînerait une augmentation des sorties prévues liées aux prix variables du contrat de couverture du prix de l'électricité, et donc une diminution de la juste valeur de l'instrument. Une diminution des prix à terme du réseau ERCOT South aurait l'effet inverse.

Un écart plus important entre les prix du point d'injection de Phoebe et du réseau ERCOT South entraînerait une augmentation des sorties et, par conséquent, une diminution de la juste valeur de la couverture de base. Un écart plus faible aurait l'effet inverse.

## **Gestion des risques financiers**

La société est exposée à divers risques financiers, soit le risque de marché (par exemple, taux d'intérêt, taux de change, prix de l'énergie et autres), le risque de crédit et le risque de liquidité. L'objectif de la Société en matière de gestion des risques financiers est de garantir le taux de rendement interne à long terme de ses projets énergétiques en atténuant l'incertitude liée à la fluctuation de certaines variables clés.

La direction est responsable de l'établissement de contrôles et de procédures visant à garantir que les risques financiers sont gérés à des niveaux acceptables. La Société n'a pas recours à des instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

## Risque de marché

Le risque de marché est lié aux fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier découlant de variations des cours du marché. Le risque de marché comprend le risque de taux d'intérêt, le risque de change et le risque lié au prix de l'électricité.

Le risque de prix de l'électricité s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché de l'électricité.

La plupart des ventes d'électricité font l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des contrats d'achat ferme de la production totale à des prix prédéterminés, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels, et ces prix sont généralement soumis à une inflation annuelle. L'électricité produite par certaines installations de la Société est vendue sur le marché libre en utilisant des couvertures de l'électricité pour gérer l'exposition au risque du prix du marché.

## 12. COVID-19

Pour lutter contre la propagation de la COVID-19, les autorités de toutes les régions où nous menons nos activités ont mis en place des mesures restrictives pour les entreprises. Cependant, ces mesures n'ont pas eu d'incidence significative sur la Société jusqu'à présent, car la production d'électricité a été considérée comme un service essentiel dans toutes les régions où nous exerçons nos activités. Notre production d'énergie renouvelable est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité à des contreparties fiables. Il n'est pas exclu que les mesures restrictives actuelles ou futures puissent avoir un effet négatif sur la stabilité financière des fournisseurs et autres partenaires de la Société ou sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société. La délivrance de permis et d'autorisations, la négociation et la conclusion d'accords concernant des projets en développement et d'acquisition, les activités de construction et l'approvisionnement en équipements pourraient être touchés de manière défavorable par les mesures restrictives liées à la COVID-19.

Les travaux de construction de notre projet solaire Hillcrest se sont poursuivies sans interruption tandis que les travaux de construction du projet hydroélectrique Innavik ont été retardées. Le projet éolien Yonne II a été retardé, le début de la construction étant prévu pour 2020 et la mise en service étant reportée à 2021.

## 13. ÉVENTUALITÉS

La Société est assujettie à diverses réclamations qui surviennent dans le cours normal des activités. La direction estime que des provisions suffisantes ont été constituées dans les comptes. Bien qu'il soit impossible d'estimer l'importance des coûts et des pertes éventuels, le cas échéant, la direction estime que le dénouement de ces éventualités n'aura aucune incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

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

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3 181 \$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant de 3 318 \$, représentant le capital de 3 181 \$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe de Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. Il n'y a eu aucun développement depuis, et la procédure d'appel suit son cours. La Société a porté ce montant en réduction des charges d'exploitation dans le compte consolidé de résultat de l'exercice 2019.

## 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 close le 31 mars 2020, parallèlement à la conclusion d'une entente visant la vente de sa participation dans HS Orka et parallèlement à la vente ultérieure de cette dernière, le secteur de la production géothermique de la Société a été reclassé dans les activités abandonnées (voir la note 3).

Les « produits proportionnels » correspondent aux produits, plus la quote-part d'Innergex des produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. 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 (produits) charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des 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 d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel 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 et le BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS.

À l'exception des produits proportionnels, du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté proportionnel 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 31 mars 2020				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	27 957	95 805	8 354	132 116
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	4 791	8 742	583	14 116
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	18 139	—	18 139
<b>Produits proportionnels sectoriels</b>	<b>32 748</b>	<b>122 686</b>	<b>8 937</b>	<b>164 371</b>
BAIIA ajusté sectoriel	16 540	80 839	5 696	103 075
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	1 327	5 805	324	7 456
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	18 139	—	18 139
<b>BAIIA ajusté proportionnel sectoriel</b>	<b>17 867</b>	<b>104 783</b>	<b>6 020</b>	<b>128 670</b>

Au 31 mars 2020	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	180 610	255 442	16 851	452 903
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	237	194	52 420	52 851

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.

Période de trois mois close le 31 mars 2019				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	28 038	94 826	3 555	126 419
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	5 284	9 033	492	14 809
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	6 820	—	6 820
Produits proportionnels sectoriels	33 322	110 679	4 047	148 048
BAIIA ajusté sectoriel	17 278	84 968	3 317	105 563
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	1 046	5 134	251	6 431
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	6 820	—	6 820
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	18 324	96 922	3 568	118 814

Au 31 mars 2019	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	1 677	23	173	1 873

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.

Le rapprochement du BAIIA ajusté sectoriel 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 31 mars	
	2020	2019
BAIIA ajusté sectoriel	103 075	105 563
Charges non attribuées :		
Frais généraux et administratifs	9 017	7 889
Projets potentiels	3 639	4 431
BAIIA ajusté	90 419	93 243
Autres (produits) charges, montant net	(23 497)	726
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	20 054	6 890
Variation de la juste valeur des instruments financiers	27 709	(5 312)
BAIIA	66 153	90 939
Charges financières	60 330	52 971
Amortissements	53 567	46 466
Recouvrement d'impôt	(813)	(4 078)
<b>Perte nette liée aux activités poursuivies</b>	<b>(46 931)</b>	<b>(4 420)</b>

## Secteurs géographiques

Au 31 mars 2020, 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 trois parcs solaires aux États-Unis. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2020	2019
<b>Produits</b>		
Canada	83 875	96 131
France	36 390	29 461
États-Unis	11 851	827
	132 116	126 419

Aux	31 mars 2020	31 décembre 2019
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 568 894	3 629 942
France	933 307	891 764
États-Unis	1 468 530	1 293 983
Chili	154 510	142 268
	6 125 241	5 957 957

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

## 15. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

### Clôture du financement du projet solaire Hillcrest

Le 7 mai 2020, la Société a annoncé la clôture d'un financement de construction, d'un engagement de financement par participation au partage fiscal et d'une facilité de prêt à terme de 7 ans de 191 800 \$ US (270 898 \$) pour le projet solaire Hillcrest. L'emprunt de construction à terme de 82 000 \$ US (115 817 \$) et le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 109 800 \$ US (155 082 \$) portent tous deux intérêt au LIBOR majoré de 1,75 % et arrivent à échéance en 2027. Au moment de la mise en service commerciale, un investisseur participant au partage fiscal fournira la participation au partage fiscal à utiliser pour rembourser le crédit-relais lié au partage fiscal, et l'emprunt de construction sera converti en un emprunt à terme de 7 ans portant intérêt au LIBOR majoré de 2,25 % pendant les quatre premières années et au LIBOR majoré de 0,125 % par la suite jusqu'à l'échéance.

## 16. CHIFFRES COMPARATIFS

Certains reclassements ont été effectués dans les états financiers du trimestre précédent afin d'améliorer la comparabilité avec les états financiers consolidés du trimestre en cours.

Par conséquent, certains postes ont été modifiés dans les tableaux consolidés 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 le trimestre à l'étude.

# RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

## Siège social

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

**Relations avec les investisseurs**  
Jean-François Neault  
Chef de la direction  
financière  
Tél. 450 928-2550 x1207  
jfneault@innergex.com

## 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 :

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

**Actions ordinaires - TSX : INE**

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

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

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

**Débetures convertibles - TSX : INE.DB.C**

## Notes de crédit attribuées par Standard & Poor's

Innergex énergie renouvelable Inc.  
Actions privilégiées de série A  
Actions privilégiées de série C

BBB-  
P-3  
P-3

## Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

Innergex énergie renouvelable inc. offre un RRD à l'intention de ses porteurs d'actions ordinaires. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site Web au innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie 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.

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.