



Énergie renouvelable.
Développement durable.

Communiqué de presse
Pour diffusion immédiate

INNERGEX : ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DES PROJETS

- Les produits ont augmenté de 4 % à 150,5 M\$ au T2 2020 comparativement au T2 2019.
- Les produits proportionnels ont augmenté de 9 % à 192,0 M\$ au T2 2020 comparativement au T2 2019.
- Le BAIIA ajusté est stable à 105,3 M\$ au T2 2020 comparativement au T2 2019.
- Le BAIIA ajusté proportionnel a augmenté de 10 % à 140,0 M\$ au T2 2020 comparativement au T2 2019.
- Le 14 mai 2020, Innergex a réalisé l'acquisition d'un parc solaire de 68 MW au Chili.
- Le 15 juillet 2020, Innergex a réalisé l'acquisition de six parcs éoliens totalisant 138 MW dans l'Idaho, aux États-Unis.
- Huit projets sont en phase avancée de développement, y compris le nouveau projet éolien de 225,6 MW au Texas et un projet de stockage par batterie autonome de 9 MWh en France.

Tous les montants sont exprimés en dollars canadiens, sauf indication contraire.

LONGUEUIL, Québec, le 4 août 2020 – Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats opérationnels et financiers pour le deuxième trimestre clos le 30 juin 2020. Les récentes mises en service dans les secteurs éolien et solaire ont contribué à l'augmentation des résultats ce trimestre par rapport à la même période l'an dernier, malgré la réduction imposée par BC Hydro dans le secteur de la production d'énergie hydroélectrique.

« Outre la construction de Hillcrest qui se poursuit et la bonne nouvelle de la reprise des travaux à Innavik, les derniers mois ont été très stimulants sur le plan du développement, d'importants progrès ayant été accomplis dans nos projets potentiels et nos projets en développement, a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex. Nous avons réalisé d'importantes avancées dans notre projet éolien Griffin Trail au Texas par suite de la prolongation du programme de crédits d'impôt sur la production. Nous avons également validé deux nouveaux projets d'énergie solaire et de stockage par batteries à l'issue du deuxième appel d'offres à Hawaï, et nous progressons rapidement dans la réalisation de nombreux autres projets prometteurs dans le nord-est des États-Unis et dans d'autres régions de ce pays. Nos activités de développement en France commencent à porter leurs fruits, comme en témoignent la construction du parc éolien Yonne II, le développement de notre premier projet de stockage par batterie autonome et l'avancement d'autres projets potentiels. Nous sommes très optimistes pour notre avenir, qui passera par nos propres efforts de développement conjugués à des acquisitions stratégiques pour renforcer davantage notre portefeuille équilibré d'actifs. D'ailleurs, nous avons récemment mené à bien deux acquisitions qui devraient avoir une incidence positive sur les flux de trésorerie disponibles aux fins de distribution et réduire la pression exercée sur notre ratio de distribution. »

Mise à jour au sujet de la COVID-19

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

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.

BC Hydro a envoyé des avis de réduction pour certaines centrales hydroélectriques pour la période du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020. BC Hydro cite la pandémie de COVID-19 actuelle et les mesures gouvernementales connexes prises en réponse à celle-ci comme constituant un événement de « force majeure » au titre des CAÉ, et entraînant une situation dans laquelle BC Hydro n'est pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve et cherchera à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus.

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

Les activités de construction de notre projet solaire Hillcrest se sont poursuivies sans interruption tandis que les activités de construction du projet hydroélectrique Innavik et du projet éolien Yonne II ont repris en juillet 2020.

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 » en mars 2020.

Au total, la Société a remis 255 000 \$ à des organismes de bienfaisance locaux tels que des banques alimentaires, des refuges pour femmes et des organismes d'aide humanitaire pour atténuer les effets de la crise de la COVID-19. Les employés étaient également invités à effectuer des dons personnels à ces organismes et ont fièrement amassé 37 225 \$. Parmi les organismes d'aide humanitaire figuraient Centraide United Way Canada, Ressort Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, BC First Nations Health Authority, BC Society of Transition Houses, Women in Need, BCAAFC - British Columbia Association of Aboriginal Friendship Centres, Moisson Montréal et Regroupement des centres d'amitié autochtones du Québec au Canada, la Wichita Falls Feeding America Food Bank, United Way et Hope Emergency Services aux États-Unis, Restos du Cœur en France, et Red de Alimentos et Banco de Alimentos Bìobio Solidario au Chili.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Sauf indication contraire, les chiffres figurant dans le présent communiqué de presse concernent les activités poursuivies.

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Le tableau suivant résume les éléments à ajouter ou à soustraire pour établir les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution normalisés :

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Périodes de douze mois closes les 30 juin 2020		
	Flux de trésorerie	Dividendes	Ratio de distribution
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	74	111	150 %
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>			
Réduction de BC Hydro	11	—	
Calendrier des paiements d'intérêts	13	—	
Diminution des paiements d'intérêts liés aux facilités de crédit renouvelables de la Société	(5)	—	
Augmentation des dividendes attribuable à Hydro-Québec	—	(13)	
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution - normalisés	93	98	105 %

La Société considère que les flux de trésorerie disponibles de 73,8 M\$ ne sont pas représentatifs de la capacité actuelle de génération de trésorerie de ses activités.

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2020, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 150 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 79 % pour la même période l'an dernier. Après normalisation pour tenir compte des éléments ponctuels ou non récurrents défavorables et le calendrier de certains paiements d'intérêts, la Société estime que son ratio de distribution s'établit à 105 % de ses flux de trésorerie disponibles générés. Ces éléments sont l'incidence défavorable sur le BAIIA ajusté proportionnel découlant de la réduction imposée par BC Hydro en 2020, un calendrier de certains paiements d'intérêts sur les emprunts liés aux projets, qui a fait en sorte que la Société a effectué cinq paiements trimestriels au cours des quatre derniers trimestres et l'augmentation des dividendes trimestriels découlant principalement de l'émission de 34 636 823 actions ordinaires à la suite du placement privé d'Hydro-Québec, alors qu'une grande partie des fonds n'ont pas encore été investis dans des projets générateurs de trésorerie ou ont été utilisés pour des acquisitions récentes qui n'ont pas encore contribué aux flux de trésorerie disponibles de la Société. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des charges d'intérêts liées à la facilité renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec.

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2020, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 73,8 M\$, comparativement à 115,7 M\$ pour la période correspondante l'an dernier. La variation défavorable des flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à une diminution des flux de trésorerie disponibles découlant des activités abandonnées, y compris le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien, à la suite de la vente de HS Orka au deuxième trimestre de 2019; à l'incidence défavorable sur le BAIIA ajusté découlant de la réduction imposée par BC Hydro en 2020; au calendrier de certains paiements d'intérêts sur les emprunts liés aux projets, qui a fait en sorte que la Société a effectué cinq paiements trimestriels au cours des quatre derniers trimestres et à la baisse de la production en raison des conditions météorologiques défavorables. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'apport des projets récemment acquis et mis en service aux flux de trésorerie disponibles et une diminution des charges d'intérêts liées à la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec.

Sur une base prospective, en tenant compte de l'apport sur un exercice complet des deux acquisitions récemment annoncées, de l'incidence complète du dividende annualisé découlant du placement privé d'Hydro-Québec et de l'ajout des éléments normalisés décrits ci-dessus, la Société prévoit que le ratio de distribution pour les douze prochains mois sera d'environ 100 %.

« Compte tenu des perspectives actuelles de la Société et de la capacité de génération de trésorerie supplémentaire qui sera dégagée de notre stratégie de croissance combinant des acquisitions et le développement de projets en utilisant les fonds inexploités du placement privé d'Hydro-Québec et la capacité de trésorerie excédentaire actuelle, nous sommes convaincus d'atteindre un ratio de distribution inférieur à 100 % dans un avenir proche. » a déclaré Michel Letellier.

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<i>Les montants présentés sont en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.</i>				
Production (MWh)	2 185 793	1 741 953	3 865 390	3 050 458
Moyenne à long terme (MWh) (« PMLT »)	2 342 496	1 743 516	4 146 730	3 069 993
Produits	150 513	144 693	282 629	271 112
BAIIA ajusté ¹	105 336	105 248	195 755	198 491
Perte nette découlant des activités poursuivies	(1 566)	(10 453)	(48 497)	(14 873)
(Perte nette) bénéfice net	(1 566)	7 345	(48 497)	6 491
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies	4 484	(2 656)	(4 057)	(14 028)
Perte nette par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(0,02)	(0,07)	(0,36)	(0,14)
(Perte nette) bénéfice net par action attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(0,02)	0,07	(0,36)	0,01
Production proportionnelle (MWh) ¹	2 575 868	2 136 983	4 545 631	3 726 810
Produits proportionnels ¹	192 004	176 571	356 375	324 617
BAIIA ajusté proportionnel ¹	139 950	127 621	255 965	234 116
Marge de BAIIA ajusté proportionnel ¹	72,9 %	72,3 %	71,8 %	72,1 %
			Périodes de douze mois closes les 30 juin	
			2020	2019
Flux de trésorerie disponibles ¹			73 844	115 689
Ratio de distribution ¹			150 %	79 %

1. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, la production proportionnelle, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA proportionnel, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Période de trois mois close le 30 juin 2020

La production s'est accrue de 25 % et la production proportionnelle, de 21 %, par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

- La production s'est établie à 93 % de la PMLT.
 - Les centrales hydroélectriques ont produit 86 % de leur PMLT.

- Les parcs éoliens ont produit 102 % de leur PMLT.
- Les parcs solaires ont produit 89 % de leur PMLT.

La hausse de 4 % des produits est attribuable principalement à la mise en service du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, à l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens au Québec découlant de la hausse de la production et à l'acquisition du parc solaire Salvador au Chili le 14 mai 2020 (l'« acquisition de Salvador »). Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits générés par les centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, attribuable en partie à la baisse de la production de cinq centrales en raison de la réduction imposée par BC Hydro et à la baisse des produits découlant de la diminution de la production dans certaines centrales hydroélectriques du Québec et certains parcs éoliens en France.

Le BAIIA ajusté est stable par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison principalement de l'apport plus élevé des parcs éoliens du Québec, ce qui s'explique par la hausse des produits, la baisse des charges d'exploitation, la mise en service du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, la hausse de l'apport du parc solaire en Ontario découlant de la hausse des produits et par l'acquisition de Salvador, le tout contrebalancé par la baisse de l'apport des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique et du Québec ainsi que des parcs éoliens en France.

La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 72,7 % à 70,0 % pour la période de trois mois, en raison principalement de la baisse de la marge des projets mis en service en 2019 et de l'augmentation des frais généraux et administratifs.

L'augmentation de 9 % des produits proportionnels est imputable principalement à l'augmentation de l'apport des crédits d'impôt sur la production (« CIP ») découlant de la mise en service de Foard City en septembre 2019, à l'apport des produits consolidés, à la hausse des produits générés par la centrale hydroélectrique Toba Montrose en Colombie-Britannique et à la hausse des produits générés par le parc éolien Dokie. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits générés par les centrales hydroélectriques au Chili et la centrale hydroélectrique Jimmie Creek, laquelle a été touchée par la réduction imposée par BC Hydro, ainsi que par l'apport moins élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top découlant des prix nodaux défavorables.

L'augmentation de 10 % du BAIIA ajusté proportionnel est imputable principalement aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service en septembre, partiellement contrebalancés par la baisse de l'apport des parcs éoliens Flat Top et Shannon en raison de la diminution des produits.

La marge du BAIIA ajusté proportionnel a augmenté, passant de 72,3 % à 72,9 % pour la période de trois mois et s'explique essentiellement par l'apport des CIP, en partie contrebalancé par la hausse des frais généraux et administratifs.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, la Société a enregistré une perte nette découlant des activités poursuivies de 1,6 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,02 \$ par action), comparativement à une perte nette découlant des activités poursuivies de 10,5 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,07 \$ par action) pour la période

correspondante en 2019. La variation de 8,9 M\$ s'explique par une augmentation de 18,6 M\$ des autres produits, un profit de 9,5 M\$ lié à la variation de la juste valeur des instruments financiers, une diminution de 3,0 M\$ des charges financières. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une augmentation de 10,4 M\$ des amortissements et d'une augmentation de 12,6 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées.

Le bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 s'est établi à 4,5 M\$, comparativement à une perte nette ajustée découlant des activités poursuivies de 2,7 M\$ en 2019. Le bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies déduit l'incidence de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers de 2,6 M\$, la partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe de 0,8 M\$, la perte réalisée sur les contrats de change à terme de 0,8 M\$, du recouvrement d'impôt lié aux éléments ci-dessus de 0,2 M\$ et de la quote-part de la perte 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 de 5,3 M\$.

Période de six mois close le 30 juin 2020

La production s'est accrue de 27 % et la production proportionnelle, de 22 %, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

- La production s'est établie à 93 % de la PMLT.
 - Les centrales hydroélectriques ont produit 85 % de leur PMLT.
 - Les parcs éoliens ont produit 100 % de leur PMLT.
 - Les parcs solaires ont produit 85 % de leur PMLT.

La hausse de 4 % des produits est attribuable principalement à la mise en service du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, à l'acquisition de Salvador et à l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la hausse de la production. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits générés par les centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, attribuable en partie à la réduction imposée par BC Hydro, à la baisse de la production et des prix de vente moyens de certaines centrales hydroélectriques au Québec et à la baisse des produits découlant de la diminution de la production des parcs éoliens au Québec.

La diminution de 1 % du BAIIA ajusté est attribuable principalement à la baisse de l'apport des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique, découlant surtout de l'incidence défavorable nette de la baisse des produits sur la diminution des charges d'exploitation, à l'apport moins élevé des centrales hydroélectriques du Québec, qui s'explique par la baisse des produits, et à l'apport moins élevé des parcs éoliens du Québec, imputable essentiellement à l'incidence défavorable nette de la baisse des produits sur la diminution des charges d'exploitation. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par la mise en service du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe et la hausse de l'apport des parcs éoliens en France découlant de la hausse des produits.

La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 73 % à 69 % pour la période de six mois, en raison principalement de la baisse de la marge des projets mis en service en 2019 et de l'augmentation des frais généraux et administratifs.

L'augmentation de 10 % des produits proportionnels est imputable principalement à l'augmentation de l'apport des CIP découlant de la mise en service de Foard City en septembre 2019, à l'apport des produits consolidés, à la hausse des produits générés par la centrale hydroélectrique Toba Montrose en Colombie-Britannique et à la hausse des produits générés par le parc éolien Dokie. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits générés par les centrales hydroélectriques au Chili et la centrale hydroélectrique Jimmie Creek, laquelle a été touchée par la réduction imposée par BC Hydro, ainsi que par l'apport moins élevé du parc éolien Shannon découlant des prix nodaux défavorables sur la hausse de la production.

L'augmentation de 9 % du BAIIA ajusté proportionnel est imputable principalement aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service en septembre, partiellement contrebalancés par la baisse de l'apport du parc éolien Shannon et de la centrale hydroélectrique Jimmie Creek.

La marge du BAIIA ajusté proportionnel a diminué, passant de 72,1 % à 71,8 % pour la période de six mois et s'explique essentiellement par la baisse de la marge du secteur de la production solaire, attribuable surtout au parc solaire Phoebe et à la hausse des frais généraux et administratifs, partiellement contrebalancé par l'incidence favorable de l'augmentation de la production des installations ayant une meilleure marge.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, la Société a enregistré une perte nette découlant des activités poursuivies de 48,5 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,36 \$ par action), comparativement à une perte nette découlant des activités poursuivies de 14,9 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,14 \$ par action) pour la période correspondante en 2019. La variation de 33,6 M\$ s'explique par une augmentation de 25,7 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, une perte de 23,5 M\$ liée à la variation de la juste valeur des instruments financiers, une augmentation de 17,5 M\$ des amortissements et une augmentation de 4,3 M\$ des charges financières. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une augmentation des autres produits de 42,8 M\$ et d'une diminution de 2,7 M\$ du BAIIA ajusté.

La perte nette ajustée découlant des activités poursuivies pour la période de six mois close le 30 juin 2020 s'est établie à 4,1 M\$, comparativement à 14,0 M\$ en 2019. La perte nette ajustée découlant des activités poursuivies déduit l'incidence de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers de 12,8 M\$, de la partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe de 18,8 M\$, de la perte réalisée sur les contrats de change à terme de 0,8 M\$, du recouvrement d'impôt lié aux éléments ci-dessus de 5,2 M\$ et de la quote-part de la perte 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 de 18,8 M\$.

FAITS SAILLANTS DE L'EXPLOITATION DU DEUXIÈME TRIMESTRE

Acquisition de Salvador

Le 14 mai 2020, la Société a réalisé l'acquisition de PV Salvador SpA (« Salvador »), un parc solaire photovoltaïque de 68 MW situé au Chili (l'« acquisition de Salvador »), ainsi que des contrats d'achat d'électricité basés sur la demande d'une durée de 11 ans (l'« acquisition des CAÉ ») couvrant une production totale d'électricité de 54,6 GWh par année. L'acquisition de Salvador et l'acquisition des CAÉ ont été réalisées à un prix net de respectivement 47,4 M\$ US (66,7 M\$) et 18,7 M\$ US (26,3 M\$). Salvador devrait générer 182,2 GWh par année et atteindre un BAIIA ajusté de 8,0 M\$ US (11,3 M\$) en 2021. Salvador a été mis en service en 2014 et livre toute sa production au réseau électrique Sistema Interconectado Central (SIC), où il reçoit un prix à la valeur marchande. La transaction comprend également le transfert à Innergex de contrats d'achat d'électricité basés sur la demande d'une durée de 11 ans conclus avec Empresa Eléctrica ERNC 1 S.A., une société de commerce d'électricité. Ces CAÉ, dont le volume est régulé sur la base de blocs horaires, pourraient être mis au profit d'Energía Llaima SpA, une coentreprise dont Innergex détient une participation de 50 %. Le prix d'achat net total de 66,1 M\$ US (93,0 M\$) sera entièrement financé par les facilités de crédit renouvelables d'Innergex. Le projet et les CAÉ acquis sont exempts de toute dette liée au projet.

Activités de construction

Projet solaire Hillcrest (Ohio)

Toutes les activités de mobilisation sont terminées et tous les principaux travaux sont bien avancés. Dans l'ensemble, le projet est achevé à environ 37 %. L'installation des pieux, des systèmes de suivi de trajectoire du soleil et des modules est en cours. Plusieurs équipes sont affectées à chaque activité et plus de 300 personnes au total se trouvent sur le site. La livraison des pieux et des systèmes de suivi de trajectoire du soleil est complétée à plus de 70 % et 180 MW_{CC} de modules photovoltaïques sont maintenant arrivés sur le site. Les travaux pour la sous-station sont en cours et devraient être terminés en août. La mise en service commerciale est prévue pour la fin du quatrième trimestre de 2020.

Projet Innavik Hydro (Québec)

L'entente IAC a été signée. Le 16 juin 2020, la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik et l'Administration régionale Kativik ont levé certaines restrictions et permis la réouverture du secteur de la construction le 6 juillet 2020, sous certaines conditions. Une fois que toutes les modalités de nos certificats d'autorisation ont été remplies, que tous les permis de construction nécessaires pour commencer la construction ont été reçus et que toutes les modalités du protocole de retour au travail de l'Administration régionale Kativik ont été acceptées, l'ordre de démarrage contractuel a été envoyé le 7 juillet 2020. La mobilisation de la construction sur le site a commencé le 7 juillet 2020.

Projet éolien Yonne II (France)

Les travaux de construction ont commencé en juillet 2020. La construction des plateformes de grue et de la zone de stockage est maintenant terminée et les routes d'accès ont été renforcées. La construction des fondations a commencé et devrait être achevée au début du mois de septembre. La mise en service commerciale est prévue pour la fin du premier trimestre de 2021.

ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE

Acquisition de six parcs éoliens en Idaho, aux États-Unis

Le 15 juillet 2020, la Société a réalisé l'acquisition de toutes les actions de catégorie B d'un portefeuille de six parcs éoliens en exploitation dans le comté d'Elmore, en Idaho, aux États-Unis (« acquisition de Mountain Air ») pour un prix d'achat de 56,8 M\$ US (77,3 M\$ CA). Les six parcs éoliens de 23 MW, Cold Springs, Desert Meadow, Hammett Hill, Mainline, Ryegrass et Two Ponds, ont une puissance installée totale de 138 MW et ont été entièrement mis en service en décembre 2012. Les éoliennes font présentement l'objet d'un contrat d'entretien de service complet et tous les parcs éoliens ont des contrats d'achat d'électricité avec l'Idaho Power Company, un service public d'électricité noté BBB par Standard & Poor's, pour 100 % de leur production sur une période restante d'environ 12,5 ans. L'acquisition de Mountain Air devrait fournir une production moyenne à long terme brute estimée à 331 GWh par an et un BAIIA ajusté prévu de 21,1 M\$ US (28,7 M\$ CA) pour 2021. Les actions de catégorie B fourniront à Innergex des flux de trésorerie supplémentaires immédiatement disponibles pour distribution représentant 62,25 % des flux de trésorerie disponibles du projet. Après la répartition des distributions en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal, la somme des distributions à recevoir par Innergex s'élèverait à environ 6,1 M\$ US (8,3 M\$ CA). Les actions de catégorie A demeureront la propriété de l'investisseur participant au partage fiscal existant. Les facilités à long terme sans recours de 111,1 M\$ US (151,3 M\$ CA) du projet amorties sur les 12 prochaines années demeurent en place.

DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 octobre 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
4 août 2020	30 septembre 2020	15 octobre 2020	0,1800 \$	0,2255 \$	0,359375 \$

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

Les états financiers consolidés condensés intermédiaires non audités et les notes y afférentes ainsi que le rapport de gestion du deuxième trimestre de 2020 d'Innergex sont disponibles sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com et à la section « Investisseurs » du site Web de la Société à l'adresse www.innergex.com.

CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE ET WEBDIFFUSION

La Société tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion le mercredi 5 août 2020, à 10 h HAE. Les investisseurs et les analystes financiers sont invités à participer à la conférence en composant le 1 888 231-8191 ou le 647 427-7450 ou en accédant à la webdiffusion à l'adresse <https://bit.ly/2OoGY5Z> ou sur le site Web de la Société à l'adresse www.innergex.com. Les membres des médias et du public peuvent assister à la conférence téléphonique en mode écoute seulement. Un enregistrement de la conférence sera disponible après la conférence sur le site Internet de la Société.

À propos d'Innergex énergie renouvelable inc.

Innergex 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, des parcs solaires et des installations de stockage d'énergie, 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 et gère un important portefeuille de 75 actifs de haute qualité en exploitation d'une puissance

installée nette de 2 742 MW (puissance installée brute de 3 694 MW) et d'une capacité de stockage d'énergie de 150 MWh, dont 37 centrales hydroélectriques, 32 parcs éoliens et six parcs solaires. Elle détient également une participation dans huit projets en développement d'une puissance installée nette totale de 520 MW (puissance installée brute de 594 MW) et d'une capacité de stockage d'énergie de 189 MWh, dont trois installations sont présentement en construction, et des projets potentiels qui en sont à différents stades de développement d'une puissance brute totale de 6 906 MW. Son approche de création de valeur pour les actionnaires est de générer des flux de trésorerie constants, de présenter un attrayant rendement ajusté au risque et de distribuer un dividende stable.

Mise en garde sur les mesures financières non conformes aux IFRS

Les états financiers consolidés non audités pour la période de six mois close le 30 juin 2020 ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent communiqué ne sont pas des mesures reconnues en vertu des IFRS, et sont donc susceptibles de ne pas être comparables à celles 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, les flux de trésorerie disponibles, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies, les flux de trésorerie disponibles 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 d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que les produits proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation ».

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Produits	150 513	144 693	282 629	271 112
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)	8 800	7 438	9 140	7 973
Shannon (50 %)	1 670	2 422	3 229	4 545
Flat Top (51 %)	2 076	3 126	4 494	5 723
Dokie (25,5 %)	1 841	1 432	5 034	3 753
Jimmie Creek (50,99 %)	1 032	2 156	1 223	2 298
Umbata Falls (49 %)	1 660	1 582	2 320	2 283
Viger-Denonville (50 %)	1 350	1 167	2 923	3 158
Duqueco (50 %) ¹	3 061	4 827	5 919	8 129
Guayacán (50 %) ¹	119	408	859	1 011
Pampa Elvira (50 %) ¹	434	540	1 017	1 032
	22 043	25 098	36 158	39 905
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :				
Foard City	12 120	—	23 052	—
Shannon (50%)	3 277	2 955	6 432	5 969
Flat Top (51%)	4 051	3 825	8 104	7 631
	19 448	6 780	37 588	13 600
Produits proportionnels	192 004	176 571	356 375	324 617

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 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
(Perte nette) découlant des activités poursuivies	(1 566)	(10 453)	(48 497)	(14 873)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	845	1 493	32	(2 585)
Charges financières	55 248	58 259	115 578	111 230
Amortissements	57 126	46 749	110 693	93 215
BAIIA	111 653	96 048	177 806	186 987
Autres (produits) charges, montant net	(18 028)	552	(41 525)	1 278
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	12 726	142	32 780	7 032
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 015)	8 506	26 694	3 194
BAIIA ajusté	105 336	105 248	195 755	198 491
Marge du BAIIA ajusté	70,0 %	72,7 %	69,3 %	73,2 %

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 divisé 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		Périodes de six mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
BAlIA ajusté	105 336	105 248	195 755	198 491
Quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)	7 212	6 004	6 244	5 016
Shannon (50 %)	137	1 149	602	2 108
Flat Top (51 %)	493	1 194	1 892	1 925
Dokie (25,5 %)	1 423	911	4 056	2 704
Jimmie Creek (50,99 %)	621	1 746	375	1 370
Umbata Falls (49 %)	1 478	1 436	1 943	1 862
Viger-Denonville (50 %)	1 131	898	2 440	2 551
Duqueco (50%) ¹	2 345	2 082	3 956	3 661
Guayacán (50 %) ¹	88	149	552	553
Pampa Elvira (50 %) ¹	238	24	562	275
	15 166	15 593	22 622	22 025
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :				
Foard City	12 120	—	23 052	—
Shannon (50 %)	3 277	2 955	6 432	5 969
Flat Top (51 %)	4 051	3 825	8 104	7 631
	19 448	6 780	37 588	13 600
BAlIA ajusté proportionnel	139 950	127 621	255 965	234 116
Marge du BAlIA ajusté proportionnel	72,9 %	72,3 %	71,8 %	72,1 %

1. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llama, 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 %).

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

Les références à « bénéfice net ajusté (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. La comptabilisation des dérivés exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché. Lorsque la comptabilité de couverture n'est pas appliquée, les variations de la juste valeur des dérivés sont comptabilisées directement dans le résultat net. Ces variations latentes n'ont pas d'incidence immédiate sur la trésorerie, peuvent se résorber ou non au moment où les règlements se produisent et ne reflètent pas le modèle d'affaires de la Société à l'égard des dérivés, conformément auquel ils sont détenus pour leurs flux de trésorerie à long terme, pour toute la durée de vie d'un projet. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies de la Société vise à éliminer l'incidence des règles de l'évaluation à la valeur de marché sur les instruments financiers dérivés sur les résultats de la Société. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies.

Incidence des instruments financiers sur la perte nette	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Perte nette découlant des activités poursuivies	(1 566)	(10 453)	(48 497)	(14 873)
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers ¹	2 569	8 506	12 819	3 194
Partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe	(816)	—	18 842	—
Perte réalisée sur les contrats de change à terme (Recouvrement) charge lié(e) aux éléments ci-dessus	(825)	(448)	(825)	(448)
Quote-part 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	5 334	(508)	18 805	(1 127)
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies	4 484	(2 656)	(4 057)	(14 028)

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.

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution ¹	Périodes de douze mois closes les 30 juin	
	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	200 742	222 999
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(11 909)	17 294
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(5 432)	(9 224)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(139 908)	(104 385)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(9 322)	(22 335)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	337	2 121
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	4 145	6 919
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe ³	30 539	—
Impôt payé sur le profit intersociétés réalisé	10 594	—
Recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels sur la vente de HS Orka, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle ⁴	—	8 242
Flux de trésorerie disponibles	73 844	115 689
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	111 022	91 917
Ratio de distribution	150 %	79 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>		
Charges liées aux projets potentiels	13 969	17 937
Flux de trésorerie disponibles ajustés	87 813	133 626
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD	106 773	86 650
Ratio de distribution ajusté	122 %	65 %

1. Les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.
2. La portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.
3. Compte tenu de leur occurrence limitée (sur la période contractuelle résiduelle de 18 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.
4. La vente de HS Orka a permis le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels de 5,7 M\$ et de 9,6 M\$, respectivement, qui avaient été engagées depuis l'acquisition de ce projet en février 2018. Un montant de 7,1 M\$ a été déduit de la somme du recouvrement étant donné qu'il se rapporte à des participations ne donnant pas le contrôle.

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		Périodes de six mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
Production	2 185 793	1 741 953	3 865 390	3 050 458
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)	97 961	87 168	100 598	91 638
Shannon (50 %)	93 668	89 172	187 508	180 781
Flat Top (51 %)	116 562	115 450	238 316	231 126
Dokie (25,5 %)	17 498	14 311	43 366	30 887
Jimmie Creek (50,99 %)	8 021	25 456	9 024	26 221
Umbata Falls (49 %)	21 991	20 905	30 705	30 149
Viger-Denonville (50 %)	8 897	7 718	19 262	20 897
Duqueco (50 %) ¹	19 474	27 498	36 278	47 298
Guayacán (50 %) ¹	3 059	4 138	9 118	10 786
Pampa Elvira (50 %) ¹	2 944	3 214	6 066	6 569
	390 075	395 030	680 241	676 352
Production proportionnelle	2 575 868	2 136 983	4 545 631	3 726 810

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 communiqué de presse contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (« 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 communiqué.

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 financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par Innergex, à propos notamment, sans s'y limiter, du rendement des projets, de la conjoncture économique et financière, des conditions du marché des capitaux, des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital et l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun, de l'obtention des approbations réglementaires et de la cession de certains actifs. Bien qu'Innergex soit d'avis que les attentes et les hypothèses sur lesquelles l'information prospective est fondée sont 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 qui figure dans le présent communiqué de presse est donnée à la date des présentes et Innergex 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 communiqué de presse ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Comme les énoncés prospectifs concernent des circonstances ou des événements futurs, ils comportent, de par leur nature, des risques et des incertitudes intrinsèques. L'information prospective suppose des risques et des incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats ou le rendement réels soient sensiblement différents de ceux exprimés, sous-entendus ou présentés par l'information prospective. Ces risques et incertitudes comprennent, sans s'y limiter : les risques liés à la capacité d'Innergex à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires et à 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, des régimes éoliens et solaires; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; 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; l'incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; les fluctuations du taux de change; le fait que les produits provenant de certaines installations vont fluctuer en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité.

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. Seule BC Hydro a envoyé des avis de réduction en lien avec certaines centrales hydroélectriques que la Société possède. 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.

Le tableau ci-dessous présente les informations prospectives contenues dans ce communiqué, 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>Production prévue</p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée.</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>	<ul style="list-style-type: none"> Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'ensoleillement Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophes naturelles et cas de force majeure Risques politiques et réglementaires affectant la production Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes Disponibilité et fiabilité des systèmes de

Produits prévus

Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris 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.

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.

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »

Dépendance envers les CAÉ

Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité

Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité

Changements dans la conjoncture économique générale

Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants

BAIIA ajusté prévu

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, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers.

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »

Charges d'entretien imprévues

BAIIA ajusté proportionnel prévu

Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté proportionnel annuel en additionnant le BAIIA ajusté prévu et 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 du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex liée aux CIP.

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ».

Intention de payer un dividende trimestriel

La Société évalue le dividende annuel qu'elle entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ».

Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende

<p>Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels</p> <p>La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, de la capacité de stockage, 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.</p> <p>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.</p>	<p>Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations</p> <p>Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Capacité à obtenir les terrains appropriés</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants</p> <p>Inflation plus élevée que prévue</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres</p> <p>Risques d'ordre réglementaire et politique</p> <p>Catastrophe naturelle et cas de force majeure</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers</p> <p>Résultats du processus de demande de règlements d'assurance</p> <p>Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable</p> <p>Capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures</p> <p>Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants</p> <p>Mesures restrictives liées à la COVID-19</p>
<p>Intention de répondre à des appels d'offres</p> <p>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.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p> <p>Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants</p> <p>Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p>

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

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables, les lecteurs de ce communiqué sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe pas de garantie qu'elle s'avère correcte. Les énoncés prospectifs sont présentés à la date du présent communiqué et Innergex ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser publiquement les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si les lois sur les valeurs mobilières applicables l'exigent.

- 30 -

Pour plus de renseignements

Jean-François Neault
Chef de la direction financière
450 928-2550, poste 1207
jfneault@innergex.com

Karine Vachon
Directrice principale – Communications
450 928-2550, poste 1222
kvachon@innergex.com

Innergex énergie renouvelable inc.
www.innergex.com