



Énergie renouvelable.  
Développement durable.

Communiqué de presse  
Pour diffusion immédiate

## INNERGEX T3 2022 : AMÉLIORATION DES RÉSULTATS ET POURSUITE DE LA STRATÉGIE

- Refinancement de 803,1 M\$ US (1,032 G\$ CA) de la dette sans recours du portefeuille d'actifs en propriété exclusive au Chili avec l'émission d'obligations vertes d'un montant de 710,0 M\$ US (912,6 M\$ CA) au T3 2022
- Conclusion d'un contrat d'achat d'électricité à long terme pour le projet éolien Boswell Springs situé dans l'État du Wyoming au T3 2022
- Acquisition de la participation minoritaire restante de 30,45 % dans le portefeuille éolien en France au T4 2022, ce qui permet d'ajouter une puissance nette de 98,7 MW
- Nomination de Radha D. Curpen au conseil d'administration au T4 2022
- Premier rapport conforme aux principes du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques publié le 7 novembre 2022

---

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

**LONGUEUIL, Québec, le 7 novembre 2022** – Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats opérationnels et financiers pour le troisième trimestre clos le 30 septembre 2022.

« Nos initiatives menées à bien au cours du troisième trimestre nous ont permis d'accroître encore davantage la valeur de notre portefeuille d'actifs tant au Chili qu'en France et de réaliser de nouveaux progrès aux États-Unis. L'ensemble de nos récentes acquisitions et initiatives de croissance ont contribué de manière significative à la croissance de 40 % de nos produits et à l'augmentation de 48 % de notre BAIIA ajusté enregistrés au cours du trimestre, ainsi qu'à l'amélioration durable de notre ratio de distribution », a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex. « Nous continuons à faire progresser notre portefeuille de projets potentiels et en développement, ce qui nous aidera à atteindre nos cibles financières et de croissance. Je suis très fier du travail accompli par notre équipe, qui continue à saisir les occasions afin d'accroître nos activités tout en menant la transition vers une économie propre. »

### MISE À JOUR AU SUJET DES INITIATIVES DE CROISSANCE

Le 22 juillet 2022, Innergex a réalisé la mise en service complète du système de stockage d'énergie par batterie Tonnerre de 9 MW/9 MWh (1 heure) en France. Tonnerre a obtenu un contrat offrant un complément de rémunération d'une durée de 7 ans qui prévoit un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité. L'installation générera des revenus supplémentaires qui varieront en fonction des prix de l'énergie en vigueur. Elle assurera la stabilité du réseau et contribuera à l'équilibre et à la stabilité du système de transport d'électricité français. En tant que premier projet de batterie autonome d'Innergex, la mise en service de Tonnerre constitue une réalisation considérable pour Innergex en termes de connaissances technologiques acquises pour les futures occasions de développement. Le marché des

systèmes de stockage d'énergie par batterie va continuer à se renforcer afin d'accroître la fiabilité des réseaux à mesure que de nouveaux projets d'énergie renouvelable sont développés.

Le 25 juillet 2022, afin de profiter de l'environnement favorable des prix de l'énergie en France, Innergex a informé la contrepartie du contrat d'achat d'électricité (« CAÉ ») du projet éolien de Longueval de son intention de résilier le contrat. Le projet vendra son électricité sur la base d'un prix marchand. La résiliation est en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2022.

Dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes, les swaps de taux d'intérêt, qui avaient été précédemment conclus pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt pendant le processus de négociation, ont été réglés le 25 juillet 2022 en faveur d'Innergex, pour une somme de 41,2 M\$ US (53,1 M\$).

Le 5 août 2022, la Société a réalisé un refinancement de 803,1 M\$ US (1,032 G\$ CA) de la dette sans recours de son portefeuille d'actifs en propriété exclusive au Chili avec l'émission d'obligations vertes d'un montant de 710,0 M\$ US (912,6 M\$ CA) échéant en 2036 (avec un versement final de 139,0 M\$ US (178,7 M\$ CA)) et d'une facilité de lettre de crédit d'un montant de 93,1 M\$ US (119,7 M\$ CA). Le portefeuille refinancé se compose d'une combinaison d'actifs solaires, éoliens, hydroélectriques et de stockage d'énergie par batterie dont Innergex est le propriétaire exclusif. Dans l'ensemble, le portefeuille chilien d'actifs a reçu une note d'évaluation d'investissement de première qualité, et les obligations vertes ont été évaluées à des niveaux concurrentiels dans la fourchette du Trésor américain.

Le 16 août 2022, la Société a conclu un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 30 ans avec Pacificorp, une filiale de Berkshire Hathaway, visant 320 MW d'électricité qui sera produite par le projet éolien Boswell Springs situé dans l'est du Wyoming. La mise en service commerciale est prévue au quatrième trimestre de 2024.

Le 28 septembre 2022, la Société a annoncé la conclusion d'une entente visant à acquérir la participation minoritaire restante de 30,45 % dans son portefeuille éolien de 16 actifs en France, dont Innergex est actuellement propriétaire, pour une contrepartie totale de 96,4 M\$ CA. La transaction a été conclue le 4 octobre 2022.

Les **projets potentiels** offriront plusieurs possibilités dans les années à venir, 12 projets d'une puissance installée totale de 908 MW étant actuellement à un stade avancé.

## FAITS SAILLANTS FINANCIERS

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre				
	2022	2021	Variation	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé	Variation
Production (MWh)	2 736 471	2 290 086	19 %	7 896 968	6 472 058	—	6 472 058	22 %
Moyenne à long terme (MWh) (« PMLT »)	3 017 929	2 580 250	17 %	8 568 119	7 075 759	—	7 075 759	21 %
Produits	258 389	184 564	40 %	666 858	544 820	(54 967)	489 853	36 %
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	77 231	62 042	24 %	202 302	156 494	—	156 494	29 %
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	181 158	122 522	48 %	464 556	388 326	(54 967)	333 359	39 %
Bénéfice net (perte nette)	20 980	(23 464)	189 %	(38 540)	(191 137)	64 219	(126 918)	70 %
(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté <sup>1</sup>	(1 007)	11 905	(108) %	(5 576)	3 023	—	3 023	(284) %
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires par action, de base et dilué(e) (\$)	0,11	(0,10)		(0,20)	(1,09)	0,36	(0,73)	
Production proportionnelle (MWh) <sup>1</sup>	2 993 839	2 538 645	18 %	8 343 421	7 177 192	—	7 177 192	16 %
Produits proportionnels <sup>1</sup>	296 612	221 960	34 %	764 182	682 096	(95 273)	586 823	30 %
BAIIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	215 413	155 938	38 %	551 404	510 791	(95 273)	415 518	33 %
				Périodes de douze mois closes les 30 septembre				
				2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé	Variation
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation				412 447	267 354	17 093	284 447	45 %
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2</sup>				158 996	91 211	15 789	107 000	49 %
Ratio de distribution <sup>1,2</sup>				91 %	141 %	(20) %	121 %	

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Veuillez vous reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 pour plus d'information.

2. Pour plus d'information sur le calcul et une explication, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 pour obtenir de plus amples renseignements.

3. Pour les périodes closes le 30 septembre 2021, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 pour plus d'information.

## PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE

La **production** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022 s'est établie à 91 % de la PMLT. La quote-part de la production des coentreprises et entreprises associées d'Innergex<sup>1</sup> s'est établie à 105 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle<sup>1</sup> représentant 92 % de la PMLT. Les **produits** ont augmenté de 40 % pour s'établir à 258,4 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse des prix de vente du parc solaire Phoebe, par la mise en service du parc éolien Griffin Trail au Texas en juillet 2021, par l'acquisition d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA (ensemble, « Aela ») au Chili en juin 2022, par l'acquisition du portefeuille d'actifs hydroélectriques de Curtis Palmer à New York en octobre 2021, par l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima au Chili en juillet 2021, dont les résultats sont maintenant inclus dans les produits consolidés d'Innergex, par une production plus élevée dans les centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique en raison de l'arrêt temporaire de la centrale de Kwoiek Creek dû à l'incendie de forêt qui a endommagé la ligne de transmission de la centrale en 2021, par la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ de certains parcs éoliens en France et par l'acquisition du parc solaire San Andrés en janvier 2022 au Chili. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits générés par le parc solaire Salvador au Chili en raison de la baisse des prix de vente et par la diminution des produits générés par les parcs éoliens en France en raison des régimes éoliens inférieurs à la moyenne et des taux de change défavorables. Les produits proportionnels<sup>1</sup> sont en hausse de 34 % à 296,6 M\$ en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022, **les charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels** ont augmenté de 24 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 77,2 M\$. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'acquisition d'Aela, à l'augmentation des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique, à l'acquisition de Curtis Palmer, à la mise en service du parc solaire Hillcrest et à l'acquisition de San Andrés, en partie contrebalancée par la réduction des charges d'exploitation de certains parcs éoliens aux États-Unis. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> s'est chiffré à 181,2 M\$, en hausse de 48 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier. Le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> s'est élevé à 215,4 M\$, en hausse de 38 % comparativement à la même période de l'an dernier.

La Société a enregistré un bénéfice net de 21,0 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,11 \$ par action) pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022, comparativement à une perte nette de 23,5 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,10 \$ par action) pour la période correspondante de 2021. Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, l'augmentation de 44,4 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par une variation favorable de 15,2 M\$ de la juste valeur des instruments financiers attribuable surtout à la variation favorable des courbes des taux de change à terme en 2022 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent; une diminution de 30,7 M\$ de la dépréciation d'actifs non courants compte tenu des charges de dépréciation comptabilisées en 2021 relativement au parc solaire Phoebe et d'une participation minoritaire en France et une diminution de 12,9 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement de la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, attribuable en grande partie à l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021, contrebalancée en partie par une hausse de la charge d'impôt attribuable à la variation favorable de la juste valeur des instruments financiers et à la non-comptabilisation de certaines pertes fiscales au Chili. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une diminution de 27,3 M\$ du montant net des autres produits, principalement attribuable à la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, qui s'explique en grande partie par l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021; une augmentation de 23,9 M\$ des charges financières se rapportant surtout à l'acquisition d'Aela, au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de

l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro et une augmentation de 23,1 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Curtis Palmer et à la mise en service de Griffin Trail et de Hillcrest en 2021.

La **production** pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 s'est établie à 92 % de la PMLT. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex<sup>1</sup> s'est établie à 99 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle<sup>1</sup> représentant 93 % de la PMLT. Les **produits** ont augmenté de 36 % pour s'établir à 666,9 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. Cette augmentation s'explique essentiellement par l'acquisition de Curtis Palmer, par l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, par la hausse des produits générés par le parc solaire Phoebe découlant de l'augmentation des prix de vente, par la mise en service du parc éolien Griffin Trail, par l'acquisition d'Aela, par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction<sup>2</sup>, par une production plus élevée dans les centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique en raison de l'arrêt temporaire de la centrale de Kwoiek Creek dû à l'incendie de forêt qui a endommagé la ligne de transmission de la centrale en 2021, par la hausse des produits des parcs éoliens au Québec en raison de la production plus élevée et par l'acquisition de San Andrés. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits générés par les parcs éoliens en France en raison des régimes éoliens inférieurs à la moyenne et des taux de change défavorables et par le parc solaire Salvador du fait de la baisse des prix de vente et de la production. Les produits proportionnels<sup>1</sup> sont en hausse de 30 % à 764,2 M\$, en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, les **charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels** ont augmenté de 29 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 202,3 M\$. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'acquisition d'Aela, à l'augmentation des charges de deux centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique à la suite des inondations qui ont eu lieu à la fin de 2021, à l'acquisition de Curtis Palmer, à l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, à la mise en service du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail et à l'acquisition de San Andrés. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par la réduction des charges variables découlant de la baisse des produits du parc éolien Foard City et par la baisse des charges en France du fait de des taux de change défavorables. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> s'est chiffré à 464,6 M\$, en hausse de 39 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier, pour laquelle le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas. Le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> s'est élevé à 551,4 M\$, en hausse de 33 % comparativement à la même période de l'an dernier, pour laquelle le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas.

La Société a enregistré une perte nette de 38,5 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,20 \$ par action) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, comparativement à une perte nette de 191,1 M\$ (perte nette de base et diluée de 1,09 \$ par action) pour la période correspondante de 2021. Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution de 152,6 M\$ de la perte nette s'explique principalement par une diminution de 205,3 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, attribuable surtout à la comptabilisation de charges de dépréciation totalisant 112,6 M\$ par l'entremise de la quote-part de la perte de la Société des installations en coentreprise Flat Top et Shannon de la Société en 2021; aux événements de février 2021 au Texas, qui ont entraîné une incidence défavorable nette de 64,2 M\$ sur les installations en coentreprise Flat Top et Shannon en 2021 (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information); à la comptabilisation d'une perte de 26,9 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché par l'entremise de la quote-part de la perte des installations en coentreprise Flat Top et Shannon en 2021, comparativement à néant en 2022; une variation favorable de 26,8 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à l'incidence défavorable nette des événements de février 2021

au Texas en 2021 et à la variation favorable des courbes des taux de change à terme en 2022 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, facteurs partiellement compensés par la hausse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe et une diminution de 37,0 M\$ de la dépréciation d'actifs non courants compte tenu des charges de dépréciation comptabilisées en 2021 relativement au parc solaire Phoebe, de l'investissement dans Energía Llaima découlant de l'achat de la participation restante et d'une participation minoritaire en France. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une augmentation de 69,8 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas, des charges de dépréciation de Flat Top et de Shannon comptabilisées en 2021 et de la non-comptabilisation des actifs d'impôt différé des projets classés comme étant des actifs détenus en vue de la vente, facteurs partiellement compensés par une baisse de la charge d'impôt attribuable à l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021; une augmentation de 64,4 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima et de Curtis Palmer et à la mise en service de Griffin Trail et de Hillcrest en 2021 et une augmentation de 49,1 M\$ des charges financières se rapportant surtout aux acquisitions d'Energía Llaima et d'Aela, à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro ainsi qu'au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest mis en service en 2021.

1. Cette mesure n'est pas une mesure reconnue par les IFRS; elle 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.
2. Le paiement de BC Hydro au titre de la réduction se rapporte aux avis de réduction envoyés par BC Hydro en mai 2020 à l'égard de six installations hydroélectriques, lesquels ont été contestés par la Société. En vertu des contrats d'achat d'électricité, BC Hydro peut exercer ce droit, mais elle est tenue d'indemniser Innergex pour l'électricité qui aurait été produite par les installations en l'absence de la réduction. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 12,5 M\$ (14,2 M\$ sur la base des produits proportionnels<sup>1</sup>). Le litige a été réglé au premier trimestre 2022 à la satisfaction d'Innergex (voir la section « Capital et liquidités » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 pour obtenir plus d'information).

### **FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION, FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES<sup>3</sup> ET RATIO DE DISTRIBUTION<sup>3</sup>**

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 184,1 M\$, contre 80,1 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par l'apport des acquisitions de Curtis Palmer, de San Andrés et d'Aela, par la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail ainsi que par le profit réalisé sur instruments financiers à la suite du règlement des swaps de taux d'intérêt dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes, facteurs qui ont été partiellement compensés par une hausse des pertes réalisées sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, attribuable à l'augmentation des prix du marché.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 336,6 M\$, contre 189,7 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation est principalement attribuable à l'apport des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán, de Curtis Palmer, de San Andrés et d'Aela, à la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail ainsi qu'au paiement de BC Hydro au titre de la réduction. Le profit réalisé sur instruments financiers à la suite du règlement des swaps de taux d'intérêt dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes et l'incidence défavorable nette des événements de février 2021 au Texas en 2021 ont également contribué à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Ces éléments ont été neutralisés en partie par l'augmentation des charges financières payées se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest mis en service en 2021 ainsi qu'à l'acquisition d'Aela, et par la distribution reçue d'Energía Llaima au deuxième trimestre de 2021.

Le tableau suivant résume les flux de trésorerie disponibles<sup>3</sup> et le ratio de distribution<sup>3</sup> normalisés pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021 pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas.

Calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution <sup>1</sup>	Périodes de douze mois closes les 30 septembre			
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>2</sup>	2021 Normalisé <sup>2</sup>
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2,3</sup>	158 996	91 211	15 789	107 000
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	144 862	129 005	—	129 005
Ratio de distribution <sup>1,2</sup>	91 %	141 %	(20) %	121 %
Ratio de distribution ajusté <sup>1,2</sup>	78 %	96 %	— %	96 %

1. 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 ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».
2. Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie disponibles, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 pour plus d'information.
3. Les flux de trésorerie disponibles pour la période de douze mois close le 30 septembre 2022 comprennent le paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçue au cours du premier trimestre 2022.

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2022, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 91 % des flux de trésorerie disponibles<sup>3</sup>, comparativement à 141 % pour la même période de l'an dernier. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 pour plus d'information), les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société pour la période correspondante de l'exercice précédent ont représenté 121 % des flux de trésorerie disponibles normalisés<sup>3,4</sup>.

3. Cette mesure n'est pas une mesure reconnue par les IFRS; elle 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.
4. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 pour plus d'information.

## ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Le 5 octobre 2022, dans le cadre du financement de l'acquisition de la participation restante dans le portefeuille éolien en France, Innergex a monétisé ses contrats de change à terme euro-dollar canadien pour un profit total de 43,5 M\$ et a simultanément modifié les contrats de change à terme euro-dollar canadien pour un montant nominal total de 115,3 M\$, amortissables jusqu'en 2043 et permettant une conversion au taux fixe de 1,4838 \$ CA pour 1 €.

Le 10 octobre 2022, afin de profiter du contexte favorable des prix de l'énergie en France, Innergex a conclu deux contrats d'achat d'électricité pour ses parcs éoliens Bois d'Anchat et Beaumont (les « nouveaux CAÉ »), qui entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2023, en même temps que la résiliation anticipée des contrats d'achat d'électricité en cours. De plus, les nouveaux CAÉ prorogent la période contractuelle des parcs jusqu'au 31 décembre 2032.

## NOMINATION AU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Innergex est heureuse d'annoncer le 7 novembre 2022 la nomination de Radha D. Curpen à son conseil d'administration, à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2022. Mme Curpen est vice-présidente, associée directrice de Vancouver, chef national de la stratégie et des solutions ESG, et co-responsable de la pratique du droit de l'environnement chez Bennett Jones LLP. Avec plus de 30 ans d'expérience en affaires et en droit, Mme Curpen apporte à Innergex une solide expérience en matière d'environnement, de Premières Nations et d'autres questions ESG, ainsi qu'en matière de conformité réglementaire et de changements climatiques et d'adaptation. Mme Curpen siège au conseil des gouverneurs du Business Council of British Columbia et est présidente du Greater Vancouver Board of Trade. Mme Curpen est membre du conseil consultatif ESG auprès du ministre des Finances (Colombie-Britannique) et membre du conseil d'administration de Bennett Jones. Elle est membre du groupe de travail de l'industrie ESG pour l'Association canadienne des organismes de contrôle des régimes de retraite (ACOR) pour l'élaboration d'un guide ESG pour les investissements des fonds de pension et les administrateurs de régimes de retraite.

« Nous sommes heureux d'accueillir Mme Curpen au sein de notre conseil d'administration », a déclaré M. Daniel Lafrance, président du conseil d'administration d'Innergex. « Ses solides connaissances et son expérience en matière de droit, d'environnement et d'ESG contribueront à approfondir l'expertise de notre équipe et à guider l'équipe de direction d'Innergex dans la réalisation de sa mission, qui consiste à créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable. »

## DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 16 janvier 2023 :

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
7 novembre 2022	31 décembre 2022	16 janvier 2023	0,180 \$	0,202750 \$	0,359375 \$

## **MESURES NON CONFORMES AUX IFRS**

Certaines mesures mentionnées dans le présent communiqué de presse 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 d'Innergex, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également la comparaison des résultats sur différentes périodes. La quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la perte nette ajustée, 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, BAIIA ajusté, et mesures proportionnelles correspondantes**

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.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, les charges de dépréciation, le montant net des autres 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. 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, 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 ces mesures permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les investisseurs utilisent le BAIIA ajusté pour évaluer la performance d'exploitation et les activités génératrices de trésorerie, et pour établir des prévisions et des évaluations financières. Les investisseurs utilisent les produits proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel pour évaluer l'apport des coentreprises et des entreprises associées à la performance d'exploitation et aux activités génératrices de trésorerie de la Société, ainsi que leur apport aux fins des prévisions et des évaluations financières. De plus, les produits proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel aident les investisseurs à apprécier l'importance relative des CIP générés par les activités et à évaluer leur apport à la performance d'exploitation de la Société, car les CIP constituent une partie importante des caractéristiques économiques de certains projets éoliens aux États-Unis. Les lecteurs sont avisés que les produits proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Les lecteurs sont également 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. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Performance financière et résultats d'exploitation ».

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS avec les mesures conformes aux IFRS qui s'y rapprochent le plus :

	Période de trois mois close le 30 septembre 2022				Période de trois mois close le 30 septembre 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	258 389	27 884	10 339	296 612	184 564	26 698	10 698	221 960
Bénéfice net (perte nette)	20 980	—	—	20 980	(23 464)	—	—	(23 464)
Charge d'impôt sur le résultat	8 821	—	—	8 821	21 741	—	—	21 741
Charges financières	90 418	4 495	—	94 913	66 519	4 536	—	71 055
Amortissements	82 953	4 227	—	87 180	59 838	4 245	—	64 083
Dépréciation d'actifs non courants	—	—	—	—	30 660	—	—	30 660
BAIIA	203 172	8 722	—	211 894	155 294	8 781	—	164 075
Autres charges (produits), montant net, avant les CIP	3 768	(46)	—	3 722	(23 129)	(136)	—	(23 265)
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(10 339)	—	10 339	—	(10 698)	—	10 698	—
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(15 654)	15 654	—	—	(14 311)	14 311	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	211	(414)	—	(203)	15 366	(238)	—	15 128
BAIIA ajusté	181 158	23 916	10 339	215 413	122 522	22 718	10 698	155 938

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2022				Période de neuf mois close le 30 septembre 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	666 858	49 171	48 153	764 182	544 820	99 662	37 614	682 096
Perte nette		—	—	(38 540)		—	—	(191 137)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	6 405	—	—	6 405	(63 398)	(31)	—	(63 429)
Charges financières	233 978	13 395	—	247 373	184 838	18 841	—	203 679
Amortissements	242 297	12 646	—	254 943	177 892	18 810	—	196 702
Dépréciation d'actifs non courants	—	—	—	—	36 974	112 609	—	149 583
BAIIA	444 140	26 041	—	470 181	145 169	150 229	—	295 398
Autres charges (produits), montant net, avant les CIP	2 470	(235)	—	2 235	(23 476)	1 734	—	(21 742)
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(48 153)	—	48 153	—	(31 580)	(6 034)	37 614	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(14 668)	14 668	—	—	190 680	(190 680)	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	80 767	(1 779)	—	78 988	107 533	129 602	—	237 135
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>464 556</b>	<b>38 695</b>	<b>48 153</b>	<b>551 404</b>	<b>388 326</b>	<b>84 851</b>	<b>37 614</b>	<b>510 791</b>

### **(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté**

Les références à la « (perte nette ajustée) au bénéfice net ajusté » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, partie réalisée de la couverture de base de Phoebe, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, événements spécifiques inhabituels ou non récurrents comme les événements de février 2021 au Texas, charge d'impôt nette liée (recouvrement d'impôt net lié) à ces éléments, et quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte.

La (perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques. 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 bénéfice net (la perte nette). 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, lesquels sont détenus pour leurs flux de trésorerie à long terme, pour

toute la durée de vie d'un projet. En outre, la Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir sa participation nette dans ses filiales en France. La direction estime donc que les profits réalisés (les pertes réalisées) sur ces contrats ne sont pas représentatifs des activités d'Innergex.

Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les investisseurs utilisent la (perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté pour évaluer et comparer la rentabilité d'Innergex avant l'incidence de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés et d'autres éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société. Les lecteurs sont avisés que (la perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté ne doit pas être considéré(e) 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) du bénéfice net ajusté.

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement de la (perte nette ajustée) du bénéfice net ajusté avec la mesure conforme aux IFRS qui s'y rapproche le plus :

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2022	2021	30 septembre 2022	2021
Bénéfice net (perte nette)	20 980	(23 464)	(38 540)	(191 137)
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
Événements de février 2021 au Texas				
Produits	—	—	—	(54 967)
Couverture du prix de l'électricité	—	—	—	70 756
Quote-part de la perte de Flat Top et de Shannon	—	—	—	64 197
Quote-part de la dépréciation de Flat Top et de Shannon	—	—	—	112 609
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	(300)	(178)	(1 305)	20 603
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	48 026	15 572	116 523	34 253
Dépréciation d'actifs non courants	—	30 660	—	36 974
(Profit réalisé) Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	(71 676)	—	(71 676)	2 885
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	(1 345)	—	(1 591)
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(2 040)	(1 133)	(3 214)	(1 881)
Charge (recouvrement) d'impôt lié aux éléments ci-dessus	4 003	(8 207)	(7 364)	(89 678)
<b>(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté</b>	<b>(1 007)</b>	<b>11 905</b>	<b>(5 576)</b>	<b>3 023</b>

## 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, la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, et les dividendes déclarés sur les actions privilégiées, 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 profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée, les profits et les pertes réalisés sur les contreparties conditionnelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur les instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

Le ratio de distribution est une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels ainsi que de sa capacité à financer sa croissance à partir de ses activités génératrices de trésorerie, dans le cours normal des activités. 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.

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 sa capacité à financer sa croissance. Les flux de trésorerie disponibles sont utilisés par les investisseurs dans cette optique. 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 obtenir un 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. Les investisseurs utilisent les flux de trésorerie disponibles ajustés pour évaluer les capacités de génération de liquidités de la Société et sa capacité à maintenir les niveaux de dividende actuels, compte non tenu de l'incidence de la décision de la Société d'investir tous les ans dans sa croissance en développant ses projets potentiels.

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 de sa capacité à financer sa croissance. Le ratio de distribution est utilisé par les investisseurs dans cette optique.

Les références au « ratio de distribution ajusté » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles ajustés. Les investisseurs utilisent le ratio de distribution ajusté pour évaluer la capacité de la Société à maintenir les niveaux de dividende actuels, compte non tenu de l'incidence de la décision de la Société d'investir tous les ans dans sa croissance en développant ses projets potentiels.

Calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution	Périodes de douze mois closes les 30 septembre			
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>4</sup>	2021 Normalisé <sup>4</sup>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>5</sup>	412 447	267 354	17 093	284 447
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>				
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	24 525	(2 754)	—	(2 754)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(9 936)	(5 455)	—	(5 455)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(167 578)	(155 072)	—	(155 072)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>1</sup>	(39 811)	(13 787)	—	(13 787)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 632)	(5 710)	—	(5 710)
Refinancement du portefeuille au Chili - incidence de la couverture <sup>2</sup>	765	—	—	—
<i>Ajouter (déduire) les éléments spécifiques suivants<sup>3</sup>:</i>				
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	—	3 568	—	3 568
(Profit réalisé) perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	(72 053)	2 885	—	2 885
Coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration	17 224	1 640	—	1 640
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	(955)	(1 458)	(1 304)	(2 762)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>4</sup></b>	<b>158 996</b>	<b>91 211</b>	<b>15 789</b>	<b>107 000</b>
<b>Dividendes déclarés sur actions ordinaires</b>	<b>144 862</b>	<b>129 005</b>	<b>—</b>	<b>129 005</b>
<b>Ratio de distribution<sup>4</sup></b>	<b>91 %</b>	<b>141 %</b>	<b>(20) %</b>	<b>121 %</b>
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>				
Charges liées aux projets potentiels	27 331			21 266
<b>Flux de trésorerie disponibles ajustés</b>	<b>186 327</b>			<b>128 266</b>
<b>Ratio de distribution ajusté</b>	<b>78 %</b>			<b>96 %</b>

1. 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.
2. Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2022, les flux de trésorerie disponibles excluent le profit réalisé sur le règlement des couvertures de taux d'intérêt conclues pour gérer l'exposition de la Société au risque d'augmentation des taux d'intérêt pendant les négociations portant sur le refinancement de la dette sans recours reprise dans le cadre de l'acquisition d'Aela et des projets chiliens existants d'Innergex. Le profit est plutôt amorti dans les flux de trésorerie disponibles au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif sur la période couverte par les instruments de couverture résiliés.
3. Ces éléments sont exclus des calculs des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution, car ils sont jugés non représentatifs de la capacité de la Société à générer des liquidités à long terme, et comprennent des éléments tels que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée (échéance atteinte le 31 décembre 2021), les profits et les pertes réalisés sur les contreparties conditionnelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.
3. Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022 pour plus d'information.
5. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de douze mois close le 30 septembre 2022 incluent le paiement unique de BC Hydro au titre de la réduction reçu au cours du premier trimestre 2022.

## **PREMIER RAPPORT CONFORME AUX PRINCIPES DU GIFCC D'INNERGEX**

Innergex est fière de publier aujourd'hui son premier rapport d'évaluation conforme aux principes du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (le « GIFCC »). Le rapport peut être consulté à la section « Développement durable » du site Web de la Société à l'adresse [www.innergex.com](http://www.innergex.com).

## **INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES**

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités et les notes y afférentes ainsi que le rapport de gestion du troisième trimestre 2022 d'Innergex sont disponibles sur le site Web de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et à la section « Investisseurs » du site Web de la Société à l'adresse [www.innergex.com](http://www.innergex.com).

## **CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE ET WEBDIFFUSION**

La Société tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion le mardi 8 novembre 2022, à 9 h HNE. Les investisseurs et les analystes financiers sont invités à participer à la conférence en composant le 1 888 390-0605 ou le 416 764-8609 ou en accédant à la webdiffusion à l'adresse <https://bit.ly/3wvnW4D> ou sur le site Web de la Société à l'adresse [www.innergex.com](http://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 plus de 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 84 actifs de haute qualité en exploitation d'une puissance installée nette de 3 582 MW (puissance installée brute de 4 184 MW) et d'une capacité de stockage d'énergie de 159 MWh, dont 40 centrales hydroélectriques, 35 parcs éoliens, 8 parcs solaires et 1 installation de stockage d'énergie par batteries. Elle détient également une participation dans 13 projets en développement d'une puissance installée nette totale de 731 MW (puissance installée brute de 768 MW) et d'une capacité de stockage d'énergie de 745 MWh, dont 3 installations sont présentement en construction, et des projets potentiels qui en sont à différents stades de développement d'une puissance installée brute totale de 8 513 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 concernant l'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 (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs aux cibles de croissance de la Société, à la production d'énergie, à ses projets potentiels, à la réussite du développement, de la construction et du financement (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 avec Hydro-Québec), 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 de presse.

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 prévue, les produits prévus, les produits proportionnels prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles prévus, les flux de trésorerie disponibles par action 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 d'appels d'offres, 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 la Société, à propos notamment, sans s'y limiter, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des acquisitions et des projets mis en service, du rendement des projets, de la disponibilité de ressources en capital et de l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun, de la conjoncture favorable du marché pour l'émission d'actions afin de soutenir le financement de la croissance, de la conjoncture économique favorable, des conditions favorables du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, du renouvellement réussi des CAÉ, des ressources humaines suffisantes pour fournir les services et exécuter le plan d'investissement, de l'absence d'événements importants survenant hors du cours normal des activités, comme une catastrophe naturelle, une pandémie ou un autre désastre, de l'entretien continu de l'infrastructure des technologies de l'information et de l'absence de violations importantes liées à la cybersécurité. Veuillez vous reporter à la section 1 « Faits saillants » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 et à la section 5 « Perspectives » du rapport de gestion annuel pour obtenir de plus amples renseignements sur les hypothèses utilisées à l'égard des cibles de croissance pour 2022 et des perspectives du plan stratégique 2020-2025.

Pour de plus amples renseignements sur les risques et les 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, ou sur les principales hypothèses dont découlent ces informations, veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » du rapport de gestion pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2022.

- 30 -

## **Pour plus de renseignements**

### **Investisseurs**

Jean Trudel

Chef de la direction financière

450 928-2550, poste 1252

[relationsinvestisseurs@innergex.com](mailto:relationsinvestisseurs@innergex.com)

### **Médias**

Karine Vachon

Directrice principale – Communications

450 928-2550, poste 1222

[kvachon@innergex.com](mailto:kvachon@innergex.com)

Innergex énergie renouvelable inc.

[www.innergex.com](http://www.innergex.com)