

Communiqué de presse  
Pour diffusion immédiate

## INNERGEX CONTINUE D'AFFICHER UNE CROISSANCE AU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

LES ACQUISITIONS ET MISES EN SERVICE OUVRONT LA VOIE

- Les produits ont augmenté de 30 % à 140,8 M\$ au T3 2018 comparativement à la même période de l'exercice précédent.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 12 % à 91,6 M\$ au T3 2018 comparativement à la même période de l'exercice précédent.
- Le BAIIA ajusté proportionnel a augmenté de 42 % à 117,6 M\$ au T3 2018 comparativement à la même période de l'exercice précédent.

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

**LONGUEUIL, Québec, le 13 novembre 2018** – Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour le troisième trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018. L'amélioration de la performance est surtout attribuable aux acquisitions et aux mises en service effectuées au cours des deux dernières années, ces facteurs ayant été atténués par des niveaux de production qui se situent en deçà de la moyenne à long terme.

« Nous sommes ravis de l'apport de nos récentes acquisitions ainsi que des progrès que nous avons accomplis aux installations d'Upper Lillooet River et de Mesgi'g Ugju's'n. Nous avons réussi à améliorer nos résultats par rapport à l'exercice précédent et à augmenter notre production globale », a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex. « Innergex poursuit sa stratégie de croissance avec l'acquisition de la participation de notre partenaire dans les cinq parcs éoliens Cartier et les entités d'exploitation, l'acquisition d'un projet solaire potentiel en Ohio ainsi que les progrès liés à des occasions d'affaires, dont deux projets solaires potentiels à Hawaï. Nous croyons être bien placés pour continuer de saisir les occasions susceptibles d'offrir une excellente valeur à nos actionnaires. »

### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>Les montants présentés sont en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.</i>				
Production d'électricité (MWh)	1 556 891	1 243 099	4 516 559	3 288 151
Moyenne à long terme (MWh) (« PMLT »)	1 702 028	1 374 068	4 712 157	3 631 564
Produits	140 768	108 234	408 190	292 290
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	91 634	81 803	270 104	218 664
BAIIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	117 632	83 131	313 651	225 139
Bénéfice net	9 431	4 251	11 629	15 748
Bénéfice net, \$ par action - de base et dilué	0,07	0,04	0,10	0,17
			Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	
			2018	2017
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>			97 488	88 889
Ratio de distribution <sup>1</sup>			88 %	80 %

<sup>1</sup> Veuillez vous reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir une définition du BAIIA ajusté, du BAIIA ajusté proportionnel, des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution.

### ***Période de trois mois close le 30 septembre 2018***

La production s'est accrue de 25 % comparativement au même trimestre l'an dernier. Les installations de la Société ont produit 1 556 891 MWh d'électricité, soit 91 % de la PMLT de 1 702 028 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 88 % de leur PMLT, les parcs éoliens ont produit 91 % de leur PMLT, les centrales géothermiques ont produit 103 % de leur PMLT et le parc solaire Stardale a produit 113 % de sa PMLT.

La Société a enregistré des produits de 140,8 M\$, en hausse de 30 %, et un BAIIA ajusté de 91,6 M\$, en hausse de 12 %, en raison surtout de l'apport des installations acquises en 2018. La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 75,6 % à 65,1 % pour la période de trois mois en raison principalement de l'augmentation plus importante des charges que des produits à la suite de l'intégration des activités géothermiques de HS Orka, qui génèrent une marge plus faible découlant des coûts élevés liés à l'entretien, aux activités quotidiennes et aux achats d'électricité. La diminution est également due aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service à la centrale Upper Lillooet River qui ont été réglées en majeure partie. Le BAIIA ajusté proportionnel de la Société s'est établi à 117,6 M\$, en hausse de 42 %, principalement du fait de l'augmentation du BAIIA ajusté et de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées attribuables à l'ajout des installations acquises d'Alterra et d'Energia Llaima en 2018.

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

### ***Période de neuf mois close le 30 septembre 2018***

La production s'est accrue de 37 % comparativement à la même période l'an dernier. Les installations de la Société ont produit 4 516 559 MWh d'électricité, soit 96 % de la PMLT de 4 712 157 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 94 % de leur PMLT, les parcs éoliens ont produit 95 % de leur PMLT, les centrales géothermiques ont produit 101 % de leur PMLT et le parc solaire Stardale a produit 109 % de sa PMLT.

La Société a enregistré des produits de 408,2 M\$, en hausse de 40 %, et un BAIIA ajusté de 270,1 M\$, en hausse de 24 %, du fait surtout de l'apport des installations acquises d'Alterra en février 2018, de la hausse de la production des installations Mesgi'g Ujju's'n et Upper Lillooet River ainsi que de l'apport des parcs éoliens Rougemont 2, Plan Fleury et Les Renardières mis en service en 2017. L'augmentation observée pour la période de neuf mois est également attribuable à l'apport des parcs éoliens acquis en France en 2017 et à la contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien. La marge du BAIIA ajusté a diminué pour la période de neuf mois, passant de 74,8 % à 66,2 % en raison principalement des mêmes facteurs que ceux de la période de trois mois. Le BAIIA ajusté proportionnel s'est élevé à 313,7 M\$, en hausse de 39 %, grâce surtout à l'ajout des installations acquises en 2018.

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

51,4 M\$ du BAIIA ajusté, la variation positive de 14,2 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et la variation positive de 6,3 M\$ de l'impôt sur le résultat.

### ***Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution***

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

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2018, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 88 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 80 % pour la même période de l'exercice précédent. Cet impact est en grande partie attribuable à la hausse des remboursements prévus de la dette, aux paiements de dividendes plus élevés découlant de l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, à l'augmentation du dividende trimestriel et à l'émission d'actions additionnelles à la suite de l'exercice d'options sur actions et de l'émission d'actions au titre du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »), ce qui a été en partie contrebalancé par l'acquisition d'Alterra et la mise en service récente des installations Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek qui ont généré une augmentation des flux de trésorerie disponibles.

## **FAITS SAILLANTS DE L'EXPLOITATION**

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

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

### **Partenariat et acquisition au Chili**

Le 3 juillet 2018, Innergex a conclu une entente pour acquérir une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient une participation dans la centrale hydroélectrique Guyacán (12 MW) et le parc solaire Pampa Elvira (34 MW), qui devraient générer un BAIIA ajusté prévu d'environ 6,5 M\$ US (8,3 M\$). De plus, Energía Llaima détient une participation dans deux centrales hydroélectriques en exploitation (125 MW) et dans d'autres projets à des stades préliminaires de développement. Innergex a investi un montant initial de 10 M\$ US (12,8 M\$) par l'intermédiaire des fonds disponibles de ses facilités de crédit renouvelables et a accepté d'investir 100 M\$ US supplémentaires (140,5 M\$) sur une période de 12 mois, dont une tranche de 90 M\$ US a été investie pour l'acquisition du projet hydroélectrique Duquenco.

Le 5 juillet 2018, Energía Llaima a mené à bien l'acquisition précédemment annoncée du projet hydroélectrique Duquenco de 140 MW au Chili. Le projet hydroélectrique Duquenco est composé de deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001 : Peuchén (85 MW) et Mampil (55 MW). Innergex s'attend à ce que le projet Duquenco génère un BAIIA ajusté d'environ 21 M\$ US (26,8 M\$) annuellement. Le prix d'achat, déduction faite de la trésorerie estimée de 10 M\$ US (12,8 M\$), s'élève à environ 210 M\$ US (268 M\$), sous réserve de certains ajustements.

### Acquisition de la participation du partenaire dans les cinq parcs éoliens Cartier

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

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

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

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

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

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

### DÉCLARATION DE DIVIDENDE

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

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par Action privilégiée de série A	Dividende par Action privilégiée de série C
13 novembre 2018	31 décembre 2018	15 janvier 2019	0,1700 \$	0,2255 \$	0,359375 \$

### INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

Les états financiers intermédiaires non audités consolidés résumés et les notes y afférentes ainsi que le rapport de gestion d'Innergex du troisième trimestre de 2018 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

La Société tiendra une conférence téléphonique le mercredi 14 novembre 2018, à 9 h HNE. 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. 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.**

La Société est un producteur indépendant d'énergies renouvelables qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des centrales géothermiques. En tant qu'entreprise internationale, Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France, au Chili et en Islande. Innergex gère un important portefeuille d'actifs qui comprend actuellement des intérêts dans 68 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 2 091 MW (puissance brute de 3 072 MW), dont 37 centrales hydroélectriques, 25 parcs éoliens, quatre parcs solaires et deux centrales géothermiques. Elle détient aussi des intérêts dans cinq projets en développement d'une puissance installée nette totale de 719 MW (puissance brute de 800 MW), dont deux sont actuellement en construction, et des projets potentiels qui en sont à différents stades de développement, d'une puissance nette totale de 8 382 MW (puissance brute de 9 246 MW). Le respect de l'environnement et l'équilibre de l'intérêt supérieur des communautés hôtes, de ses partenaires et de ses investisseurs sont au coeur de la stratégie de développement de la Société. 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. Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P.

#### *Mise en garde sur les mesures financières non conformes aux IFRS*

Les états financiers intermédiaires non audités consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2018 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. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

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

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

Les références à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent communiqué visent les participations d'Innergex dans les capitaux propres ou les participations commanditées de ces coentreprises et entreprises associées, s'il y a lieu, dans le BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées.

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

Les références aux « flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, les remboursements prévus du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. 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.

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

## Information prospective

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent communiqué contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). L'information prospective 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, telles que la production et le BAIIA ajusté prévus afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur certaines attentes et hypothèses principales formulées par Innergex, notamment des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital, les conditions financières et économiques, le rendement des projets et le moment de l'obtention des approbations requises des actionnaires, des tribunaux, des organismes de réglementation et des autres tiers. Bien qu'Innergex estime que les attentes et les hypothèses sur lesquelles reposent ces énoncés prospectifs sont raisonnables, il convient de ne pas se fier indûment aux énoncés prospectifs, car Innergex ne peut garantir qu'ils s'avéreront exacts.

Comme les énoncés prospectifs concernent des circonstances ou des événements futurs, ils comportent, de par leur nature, des risques et des incertitudes intrinsèques. Les résultats réels pourraient différer considérablement des prévisions actuelles en raison d'un certain nombre de facteurs et de risques. Ceux-ci comprennent, sans s'y limiter : les risques liés au secteur de l'énergie renouvelable en général comme l'application de la stratégie; la capacité de développer les projets de la Société conformément aux délais et budgets alloués; les ressources en capital; les instruments financiers dérivés; les conditions économiques et financières actuelles; les régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les ressources géothermiques; la construction, la conception et le développement de nouvelles installations; le rendement des projets existants; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; les taux de change; la variation du prix du marché de l'électricité; l'effet de levier financier et les clauses restrictives; et les relations avec les services publics.

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

L'information prospective dans ce communiqué est basée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société. 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.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>Production prévue</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires, et pour les centrales d'énergie géothermique, les ressources géothermiques passées, l'épuisement des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle avant la livraison. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Guyacán, Jimmie Creek, Kokomo, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques</p> <p>Épuisement naturel des ressources géothermiques</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophe naturelle</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>Produits prévus</b>  Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Les produits des installations de HS Orka fluctuent également en fonction du prix de l'aluminium, puisque certains des CAÉ sont liés à ce prix. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Guyacán, Jimmie Creek, Kokomo, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus  Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité  Taux d'inflation moins élevé que prévu  Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>
<p><b>BAIIA ajusté prévu</b>  Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers, des redevances et des coûts de l'électricité (s'il y a lieu); à l'exception des charges d'entretien et des coûts de l'électricité, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Guyacán, Jimmie Creek, Kokomo, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence). Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau ainsi que les charges prévues liées aux projets potentiels, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.</p>	<p>Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus  Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent  Charges d'entretien imprévues</p>
<p><b>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</b>  La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet.  La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et des indications à propos de ses projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC  Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets  Obtention des permis  Approvisionnement en matériel  Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement  Relations avec les parties prenantes  Risques réglementaires et politiques  Taux d'inflation plus élevé que prévu  Catastrophe naturelle  Résultat du processus de demande de règlements d'assurance</p>
<p><b>Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres</b>  La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.</p>	<p>Risques d'ordre réglementaire et politique  Capacité de la Société de mettre en oeuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires  Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>Admissibilité aux CIP et aux crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)</b>            Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des financements par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés.</p>	<p>Risques liés aux crédits d'impôt sur la production et aux CII américains et aux modifications des taux d'imposition des sociétés</p> <p>Risques liés à la qualification des projets pour l'éligibilité au CIP ou au CII</p> <p>Taux et disponibilité du financement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal</p> <p>Risques d'ordre réglementaire et politique</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p>
<p><b>Clôture prévue du financement sans recours de projets</b>            La capacité de la Société à obtenir du financement sans recours de projets, dans les délais et au montant prévus, en appui à l'acquisition des parcs éoliens Cartier. La valeur des actifs acquis est suffisante pour permettre un tel financement.</p>	<p>Disponibilité du capital</p> <p>Risques d'ordre réglementaire et politique</p> <p>Conditions du marché et autres risques inhérents au financement de projets</p> <p>Évaluation de la valeur des actifs acquis et leur rendement</p> <p>Rendement des contreparties</p>
<p><b>Cession éventuelle de certains actifs</b>            La capacité de la Société à recenser les occasions d'achat, à évaluer et à réaliser la valeur de ces actifs dans le cadre d'une cession, et sa planification. Le fait que la Société cède certains actifs sert sa stratégie à long terme et rehausse sa valeur.</p>	<p>Évaluation précise de la valeur des actifs cédés et de ce qu'Innergex recevra en retour</p> <p>Le fait que la stratégie à long terme de la Société rehausse sa valeur.</p> <p>Réalisation d'une cession d'actifs dans un délai qui permette à la Société d'utiliser cette cession en appui à l'acquisition des parcs éoliens Cartier.</p> <p>Conditions du marché et autres risques inhérents à la clôture de telles transactions</p> <p>Risques d'ordre réglementaire et politique</p> <p>Rendement des contreparties</p>

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.

**Pour plus de renseignements**

Jean Perron  
 Chef de la direction financière  
 450 928-2550, poste 1239

Karine Vachon  
 Directrice – Communications  
 450 928-2550, poste 1222

Innergex énergie renouvelable inc.  
[www.innergex.com](http://www.innergex.com)