INNERGEX
Énergie renouvelable.
Développement durable.

Communiqué de presse
Pour diffusion immédiate

INNERGEX PUBLIE SES RÉSULTATS POUR LE TROISIÈME TRIMESTRE ET LES NEUF PREMIERS MOIS DE 2016

- Les résultats cumulés d'Innergex pour les neuf premiers mois de 2016 ont dépassé les projections à long terme malgré un trimestre plus modeste
  - La production a atteint 106 % de la moyenne à long terme (« PMLT ») pour les neuf premiers mois de 2016 et 90 % de la PMLT pour le troisième trimestre
  - Les produits ont augmenté de 15 % pour s'établir à 219,5 M$ pour les neuf premiers mois, et de 10 % pour s'établir à un montant de 69,3 M$ au troisième trimestre, par rapport à 2015
  - Le BAIIA ajusté a augmenté de 14 % pour s'établir à 165,7 M$ pour les neuf premiers mois de 2016, et de 5 % pour atteindre 51,2 M$ au troisième trimestre, par rapport à 2015
- En Colombie-Britannique, la centrale hydroélectrique Big Silver Creek de 40,6 MW a été mise en service avec un mois d'avance sur l'échéancier prévu et un coût de construction conforme au budget
- La construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek et du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n avance à un bon rythme

LONGUEUIL, Québec, le 9 novembre 2016 - Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour le troisième trimestre clos le 30 septembre 2016.

« Innergex a réussi à mettre en service sa 43e centrale, a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction de la Société. Nous sommes très fiers d'avoir débuté l'exploitation commerciale de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek de 40,6 MW située en Colombie-Britannique. Nous l'avons fait avec un mois d'avance sur l'échéancier prévu et conformément au budget. Nous avons maintenant une puissance installée brute de 1 359 MW, ce qui renforce notre position parmi les producteurs indépendants chefs de file en Colombie-Britannique et au Canada ».

« Nous maintenons un rythme constant dans nos activités de construction au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n, au Québec, et aux centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, en Colombie-Britannique. Nous continuons aussi à investir du temps et des efforts dans notre développement international, et nous sommes très optimistes à cet égard », a ajouté M. Letellier.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les montants sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Production d'électricité (MWh)	831 840	777 975	2 672 678	2 340 575
Moyenne à long terme (MWh)	924 439	849 747	2 526 725	2 363 711
Produits	69 255	62 680	219 520	190 578
BAIIA ajusté[1]	51 176	48 550	165 720	144 920
Bénéfice net (perte nette)	409	1 316	23 282	(13 988)
Bénéfice net (perte nette), $ par action - de base et dilué	0,02	0,04	0,20	(0,06)

	12 derniers mois clos le 30 septembre	
	2016	2015
Flux de trésorerie disponibles[1]	75 847	84 217
Ratio de distribution[1]	89 %	74 %

[1] Veuillez vous reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures non conformes aux IFRS » pour la définition du BAIIA ajusté, des Flux de trésorerie disponibles et du Ratio de distribution.

Production d'électricité

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, les installations de la Société ont produit 832 GWh, soit 90 % par rapport à la PMLT de 924 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 87 % de leur PMLT, en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans tous les marchés. Globalement, les parcs éoliens ont produit 102 % de leur PMLT, en raison du régime de vent supérieur à la moyenne au Québec, partiellement contrebalancé par le régime éolien inférieur à la moyenne en France. Le parc solaire Stardale a produit 111 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 7 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à la production supérieure comparativement à l'année précédente à la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique (« C.-B. ») pendant le trimestre et, dans une moindre mesure, à l'apport des installations mises en service ou acquises récemment, soit la centrale hydroélectrique Tretheway Creek en C.-B. mise en service en novembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B. acquise en février 2016, les sept entités françaises acquises en avril 2016 et la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service en juillet 2016, qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime hydrologique et du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les installations de la Société ont produit 2 673 GWh, soit 106 % par rapport à la PMLT de 2 527 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 107 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés, à l'exception de l'Ontario. Globalement, les parcs éoliens ont produit 100 % de leur PMLT, en conséquence de régimes de vent supérieurs à la moyenne au Québec, mais inférieurs à la moyenne en France. Le parc solaire Stardale a produit 112 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 14 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux débits d'eau supérieurs en C.-B., partiellement contrebalancés par une diminution des débits d'eau au Québec et en Ontario et une diminution du régime éolien au Québec.

Produits

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la Société a enregistré des produits de 69,3 M$, comparativement à des produits de 62,7 M$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015. Cette augmentation de 10 % est attribuable principalement aux meilleurs résultats de la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique par rapport à la même période l'an dernier et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises (soit la centrale hydroélectrique Tretheway Creek en C.-B. mise en service en novembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B. acquise en février 2016, les sept entités françaises acquises en avril 2016 et la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service au cours du trimestre), qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime hydrologique et du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario. Le rythme d'augmentation supérieur des produits par rapport à la production s’explique par le fait qu'au-delà de certains seuils, la production est vendue à un prix plus élevé.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a enregistré des produits de 219,5 M$, en comparaison d'un montant de 190,6 M$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015. Cette augmentation de 15 % est attribuable principalement aux meilleurs résultats dans tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec.

BAIIA ajusté

Le *BAIIA ajusté*, auquel la Société a recours comme indicateur de rendement clé pour évaluer ses résultats financiers, s'entend des produits diminués des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi respectivement à 51,2 M$ et 165,7 M$, comparativement à 48,6 M$ et 144,9 M$ pour les mêmes périodes l'an dernier. L'augmentation de 5 % pour le trimestre et celle de 14 % pour la période de neuf mois sont principalement attribuables à la hausse de la production et des produits, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et des charges liées aux projets potentiels. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a diminué pour passer de 77,5 % à 73,9 % pour le trimestre et de 76,0 % à 75,5 % pour la période de neuf mois en raison principalement de l'augmentation des charges d'exploitation et des ressources financières affectées aux projets potentiels.

Bénéfice net (perte nette)

Pour le trimestre, la Société a enregistré un *bénéfice net* de 0,4 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,02 $ par action), comparativement à un bénéfice net de 1,3 M$ (bénéfice de base et dilué de 0,04 $ par action) en 2015. La diminution du bénéfice net de 0,9 M$ est principalement attribuable à l'augmentation des dépenses découlant principalement des installations mises en service ou acquises récemment par la Société et à l'augmentation des charges liées aux projets potentiels, partiellement compensées par l'augmentation de 6,6 M$ des produits, la diminution de la perte nette sur dérivés et la baisse de la charge d'impôt. Plus précisément concernant l'impact des dérivés, pour le même trimestre l'an dernier, la Société a enregistré une perte réalisée sur dérivés de 27,0 M$, laquelle a été partiellement contrebalancée par un profit net latent de 24,3 M$ sur instruments financiers, comparativement à aucun profit net réalisé et une perte nette latente de 1,3 M$ sur dérivés au présent trimestre.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a enregistré un bénéfice net de 23,3 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,20 $ par action), comparativement à une perte nette de 14,0 M$ (perte nette de base et diluée de 0,06 $ par action) en 2015. L'augmentation de 37,3 M$ du bénéfice net s'explique principalement par l'augmentation de 28,9 M$ des produits et par la baisse de la perte nette sur dérivés, qui ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation des dépenses découlant principalement des installations mises en service ou acquises récemment, l'augmentation de 2,5 M$ des charges liées aux projets potentiels et la charge d'impôt plus importante de 11,1 M$. Plus précisément concernant l'impact des dérivés pour la même période l'an dernier, la Société a enregistré une perte réalisée sur dérivés de 119,6 M$, laquelle a été partiellement contrebalancée par un profit net latent de 79,4 M$ sur instruments financiers dérivés, comparativement à un profit net latent de 2,1 M$ sur dérivés pour la présente période de neuf mois.

Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2016, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 75,8 M$, comparativement à 84,2 M$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution des Flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement aux flux de trésorerie supérieurs liés aux activités d'exploitation en 2016 avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et aux pertes réalisées sur instruments financiers dérivés, plus que contrebalancés par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette.

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2016, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 89 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 74 % pour la même période l'an dernier. Cette variation négative est attribuable principalement à la diminution des Flux de trésorerie disponibles, expliquée plus haut, et au plus grand nombre d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission d'actions à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires pour financer en partie l'acquisition française.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT ET ACTIVITÉS DE MISE EN SERVICE

Activités de mise en service

Big Silver Creek

Le 29 juillet 2016, la centrale hydroélectrique Big Silver Creek a été mise en exploitation en Colombie-Britannique.

Au troisième trimestre, la Société a mis en exploitation la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek, de 40,6 MW, située en Colombie-Britannique. La centrale Big Silver Creek est située sur des terres de la Couronne, à environ 40 km au nord de Harrison Hot Springs, Colombie-Britannique. La construction a commencé en juin 2014 et a été achevée en juillet 2016, plus tôt que prévu et conformément au budget. Le certificat de date de mise en service a été approuvé par BC Hydro avec une date de mise en service du 29 juillet 2016. La production annuelle moyenne de Big Silver Creek devrait atteindre 139 800 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter plus de 12 700 foyers.

À sa première année complète d'exploitation, la centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté estimés respectivement à 17,2 M$ et 14,5 M$. Toute l'électricité que la centrale produit fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 40 ans avec BC Hydro, octroyé dans le cadre de l'appel d'offres pour de l'énergie propre de 2008 et dont le prix sera rajusté annuellement en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation. Le 22 juin 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 197,2 M$ en prêts à la construction et à terme pour ce projet.

Activités de construction

Upper Lillooet River et Boulder Creek

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. Le 17 mars 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 491,6 M$ en prêts à la

construction et à terme pour les deux projets, qui ont reçu le prix du financement 2015 de *Clean Energy BC* et le prix de financement de projets hydroélectriques 2016 du magazine *World Finance.*

En date du présent communiqué, les travaux d'excavation, de consolidation et de nettoyage, incluant la fosse à débris, du tunnel à Upper Lillooet sont maintenant terminés. Les travaux hydromécaniques pour la prise d'eau du projet, retardés en raison d'arrêts dus à des risques de glissement de terrain, devraient être terminés en novembre. L'installation des turbines et de l'équipement de production de la centrale est presque finie, et il reste l'équipement auxiliaire et les contrôles à réaliser. Le transformateur et le poste extérieur sont presque achevés. La demande d'autorisation pour commencer la dérivation à Upper Lillooet est examinée par les agences concernées, et l'autorisation devrait être accordée à la mi-novembre.

L'excavation du tunnel à Boulder Creek a été achevée à la fin d'août, et les travaux de nettoyage ainsi que la finalisation des ouvrages de soutien vont bon train. L'installation de la paroi d'étanchéité devrait débuter à la mi-novembre. Les travaux de génie civil et hydromécaniques pour la prise d'eau sont terminés; il reste les travaux électriques et les contrôles à réaliser. La demande d'autorisation pour commencer la dérivation a été déposée auprès des agences concernées pour approbation.

La ligne de transmission conjointe sera bientôt terminée et entrera en service à la mi-novembre.

Le processus de demande de règlement d'assurance relativement au feu de forêt se poursuit, et des acomptes sont versés. L'assureur a mandaté un consultant pour revoir les calendriers et la progression des projets. En tout état de cause, la Société s'attend à être indemnisée et ne prévoit pas subir de conséquences financières défavorables importantes à la suite du feu de forêt.

Mesgi'g Ugju's'n

Les travaux de construction de ce parc éolien ont débuté en mai 2015. Le 28 septembre 2015, la Société et son partenaire, les trois communautés Mi'gmaq du Québec, ont annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 311,7 M$ en prêts à la construction et à terme pour ce projet.

En date du présent communiqué, toutes les routes d'accès, les plateformes de grue, les fondations des éoliennes et le système collecteur électrique étaient en place. Toutes les éoliennes ont été livrées et toutes les composantes majeures des éoliennes ont été érigées. Les travaux d'achèvement électriques et mécaniques et la mise en service des éoliennes sont en cours. Le poste d'interconnexion électrique des transformateurs jumeaux a été installé et énergisé. La Société s'attend à ce que le projet soit mis en exploitation, dans les limites du budget, à la fin de 2016.

Comme nous l'avons indiqué dans le communiqué de presse du trimestre précédent, la Société a révisé à la hausse les prévisions annuelles pour la PMLT estimée brute, soit de 515 GWh à 562,5 GWh, ce qui correspond à une hausse d'environ 9 %. La révision de la PMLT estimée brute du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n se traduira par une augmentation de 3,2 M$ des Flux de trésorerie disponibles prévus attribués à Innergex. Innergex a droit à 70 % environ du total des flux de trésorerie disponibles qui seront générés par le projet pour 2017.

DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 16 janvier 2017 :

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
9 novembre 2016	30 décembre 2016	16 janvier 2017	0,1600 $	0,2255 $	0,359375 $

Le 24 février 2016, le conseil d'administration a haussé le dividende annuel, payable trimestriellement, que la Société compte distribuer pour le porter de 0,62 $ à 0,64 $ par action ordinaire.

CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE - RAPPEL

La Société tiendra une conférence téléphonique demain, le jeudi 10 novembre 2016, **à 9 h HNE**. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex, et Jean Perron, chef de la direction financière, présenteront les résultats du troisième trimestre de 2016, un bilan des neuf premiers mois ainsi que les perspectives de la Société. Les investisseurs et les analystes financiers sont invités à participer à la conférence en composant le **647 427-7450** ou le **1 888 231-8191**. Les membres des médias et du public peuvent également assister à la conférence téléphonique, en mode écoute seulement. Un enregistrement de la conférence sera disponible le même jour sur le site Internet de la Société.

À propos d'Innergex énergie renouvelable inc.

Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) est un chef de file canadien indépendant de l'industrie de l'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, détient et gère des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et

des parcs solaires photovoltaïques et elle exerce ses activités au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique, dans l'Idaho aux États-Unis et en France. Son portefeuille d'actifs comprend actuellement : i) des intérêts dans 43 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 817 MW (puissance brute de 1 359 MW), dont 29 centrales hydroélectriques, 13 parcs éoliens et un parc solaire; ii) des intérêts dans trois projets en construction d'une puissance installée nette totale de 146 MW (puissance brute de 257 MW), pour lesquels des contrats d'achat d'électricité ont été obtenus; et iii) des projets potentiels d'une puissance nette totale de 3 280 MW (puissance brute de 3 530 MW). Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P.

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société est de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement ajusté au risque, et de distribuer un dividende stable.

Mise en garde sur les mesures financières non conformes aux IFRS

Les états financiers consolidés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 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, 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.

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 les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro Limited Partnership pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, 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 l'achat d'équipement.

Les références au « Ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles.

Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net et 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.

Mise en garde concernant l'information prospective

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, ce 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 : « prévu », « pourrait », « devrait », « estime », « anticipe », « planifie », « prévoit », « intention » ou « croit », ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. L'information prospective exprime les projections ou attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent communiqué. Elle comprend de l**'information financière prospective**, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des projets en développement. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

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
Production prévue Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).	Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophe naturelle
Coûts de projets estimés, obtention des permis, début des travaux de construction, travaux à réaliser et début de la mise en service des Projets en développement ou des Projets potentiels 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 en fonction des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) retenu 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 sur ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.	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 règlementaires et politiques Taux d'inflation plus élevé que prévu Catastrophe naturelle
Flux de trésorerie disponibles prévus La Société estime les Flux de trésorerie disponibles comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur contrat d'achat d'électricité. Elle effectue d'autres ajustements correspondant aux entrées ou aux sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que le rajout des coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et le rajout des pertes ou le retrait des 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.	Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison principalement de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Risques réglementaires et politiques Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures Charges d'entretien imprévues
Conclusion prévue de l'acquisition du huitième projet éolien en construction en France La Société s'attend raisonnablement à conclure l'acquisition du huitième projet éolien en construction en France et n'a à ce jour aucune indication que les conditions de clôture ne seront pas respectées par l'ensemble des parties.	Risques réglementaires et politiques Disponibilité des capitaux Exécution des contreparties

Les risques importants et les incertitudes importantes pouvant entraîner un écart considérable entre les résultats et les développements réels, d'une part, et l'information prospective présentée dans ce communiqué, d'autre part, sont expliqués dans la *Notice annuelle* de la Société sous la rubrique « Facteurs de risque » et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état des marchés de capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; l'incertitude quant au développement de nouvelles installations; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes, les risques liés à la croissance et à l'expansion des marchés étrangers; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance; et la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants.

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. La Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information

prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent communiqué ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

- 30 -

Pour plus de renseignements, veuillez contacter :

Jean Perron, CPA, CA
Chef de la direction financière
450 928-2550, poste 239
JPerron@innergex.com

Martine Benmouyal
Conseillère principale - Communications
450 928-2550, poste 335
MBenmouyal@innergex.com

www.innergex.com