

Communiqué de presse  
Pour diffusion immédiate

## INNERGEX PUBLIE SES RÉSULTATS DU PREMIER TRIMESTRE DE 2017 MISE EN SERVICE COMMERCIALE D'UNE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE DE 81,4 MW, LA PLUS GRANDE D'INNERGEX, ET ACQUISITION D'UN PARC ÉOLIEN DE 44 MW EN FRANCE

- Les produits ont augmenté de 19 % pour s'établir à 74,5 M\$ comparativement à la même période l'an dernier.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 7 % pour s'établir à 50,9 M\$ comparativement à la même période l'an dernier.
- Innergex et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont complété l'acquisition du parc éolien Yonne de 44 MW, qui était en construction lors de l'annonce de l'acquisition des 8 parcs éoliens en France en mars 2016.
- En Colombie-Britannique, la centrale hydroélectrique Upper Lilloet River de 81,4 MW a été mise en service le 30 mars 2017.

**LONGUEUIL, Québec, le 9 mai 2017** - Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour le premier trimestre clos le 31 mars 2017.

« Innergex est fière d'avoir procédé à la mise en service commerciale de sa plus grande centrale hydroélectrique et d'avoir acquis un parc éolien de 44 MW en France au cours du trimestre, de même que d'avoir annoncé son intention d'acheter trois autres projets éoliens en France après le trimestre », a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction de la Société. « Cette mise en service et nos acquisitions récentes démontrent notre capacité à atteindre nos objectifs de croissance, ainsi qu'à étendre notre présence géographique et à accroître notre diversification des sources d'énergie afin de consolider nos activités en atténuant l'incidence des scénarios météorologiques imprévisibles. »

« Malgré une baisse globale de la production par rapport à la production moyenne à long terme (« PMLT ») au cours du trimestre, nous avons été en mesure d'afficher de bons résultats et de tenir nos engagements, tout en distribuant un dividende solide à nos actionnaires », a ajouté M. Letellier.

### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2017	2016
<i>Les montants sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.</i>		
Production d'électricité (MWh)	722 273	664 387
Moyenne à long terme (MWh)	820 634	557 022
Produits	74 527	62 481
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	50 942	47 681
(Perte nette) bénéfice net	(2 334)	7 197
Bénéfice net \$ par action - de base et dilué	0,01	0,07

	Périodes de 12 mois closes le 31 mars	
	2017	2016
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	73 659	77 217
Ratio de distribution <sup>1</sup>	95 %	84 %

<sup>1</sup> 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 31 mars 2017, les installations de la Société ont produit 722 GWh, soit 88 % par rapport à la PMLT de 821 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 93 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans tous les marchés, à l'exception du Québec. Les parcs éoliens ont produit 84 % de leur PMLT, en raison du régime éolien inférieur à la moyenne au Québec et en France. Le parc solaire a produit 109 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 9 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, facteur partiellement contrebalancé par une diminution des débits d'eau en Colombie-Britannique et une diminution des régimes éoliens au Québec.

### *Produits*

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a enregistré des produits de 74,5 M\$, comparativement à des produits de 62,5 M\$ en 2016. Cette augmentation de 19 % est attribuable principalement à l'apport du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek, mise en service en 2016, ainsi qu'à l'acquisition de 10 parcs éoliens en France en 2016 et en 2017, qui a été partiellement contrebalancée par une diminution de la production dans nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et dans nos parcs éoliens au Québec.

### *BAIIA ajusté*

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 50,9 M\$, comparativement à 47,7 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 7 % est principalement attribuable à la production et aux produits découlant des nouvelles installations, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels. La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 76,3 % à 68,4 % pour le trimestre en raison principalement des paiements au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 en Colombie-Britannique qui ont été cotisés de nouveau, ainsi que de la baisse de la production dans nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et nos parcs éoliens au Québec.

### *(Perte nette) bénéfice net*

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a enregistré une perte nette de 2,3 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,01 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 7,2 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,07 \$ par action) pour 2016. La diminution du résultat net de 9,5 M\$ est principalement attribuable à l'augmentation de 9,8 M\$ des charges financières et à l'augmentation de 10,1 M\$ des amortissements, partiellement compensée par l'augmentation de 3,3 M\$ du BAIIA ajusté et un profit net latent de 3,8 M\$ sur instruments financiers dérivés.

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

Pour la période de 12 mois close le 31 mars 2017, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 73,7 M\$, comparativement à 77,2 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette légère diminution des Flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette et à l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, partiellement contrebalancée par la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés. La Société s'est également engagée à investir davantage pour explorer des occasions de croissance sur de nouveaux marchés internationaux.

Pour la période de 12 mois close le 31 mars 2017, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 95 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 84 % pour la même période l'an dernier. Cet impact négatif est attribuable principalement à des flux de trésorerie disponibles moins élevés qu'en 2016 et aux paiements de dividendes plus élevés en raison du nombre accru d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex, de 94 000 actions à la suite de l'exercice d'options sur actions et de 368 104 actions au titre du Régime de réinvestissement de dividendes (RRD).

## ACQUISITION D'ENTREPRISE

### Conclusion de l'acquisition du projet éolien Yonne

Le 21 février 2017, Innergex a complété l'acquisition du parc éolien Yonne de 44 MW situé dans le nord de la France. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans le projet et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins possède les 30,45 % restants.

Le prix d'achat total est de 35,2 M€ (l'équivalent de 49,0 M\$), sujet à certains ajustements, et comprend 3,8 M€ (l'équivalent de 5,3 M\$) de fonds de roulement. Un dépôt de 10,0 M€ (l'équivalent de 13,9 M\$) avait déjà été versé par la Société lors de l'annonce de l'acquisition en mars 2016. L'investissement net d'Innergex pour payer l'acquisition s'élève à 10,7 M€ (l'équivalent de 14,9 M\$). La Société s'acquitte de son obligation de payer sa part du prix d'achat par les fonds disponibles. La partie restante du prix d'achat est payée par le Régime de rentes du Mouvement Desjardins pour un montant de 6,2 M€ (l'équivalent de 8,6 M\$) et par les fonds générés par le financement de deux filiales françaises le 10 février 2017 pour un montant de 8,4 M€ (l'équivalent de 11,6 M\$).

## PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

### Activités de mise en service

#### *Upper Lillooet River*

Au premier trimestre, la Société a procédé à la mise en service commerciale de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Upper Lillooet River de 81,4 MW en Colombie-Britannique. La construction a débuté en octobre 2013 et s'est terminée en mars 2017. Le certificat d'exploitation commerciale délivré à BC Hydro indique une date de mise en service du 30 mars 2017. La production annuelle moyenne de la centrale Upper Lillooet River est estimée à 334 000 MWh.

### Activités de construction

#### *Boulder Creek*

Les travaux de construction de la centrale hydroélectrique Boulder Creek ont débuté en octobre 2013.

En date du présent communiqué, la construction de la centrale hydroélectrique Boulder Creek est maintenant terminée. Le tunnel a été rempli à la mi-avril, et les activités de mise en service se poursuivent. La date de mise en service est prévue pour mai 2017.

Le processus de demande de règlement d'assurance relativement au feu de forêt se poursuit, et des acomptes sont versés. La Société s'attend à recevoir une indemnisation qui devrait couvrir la majeure partie des conséquences financières subies à la suite du feu de forêt.

## ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

### Entente définitive pour l'acquisition de trois projets éoliens en France

Le 3 mai 2017, la Société et Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont annoncé qu'une entente définitive a été conclue avec Velocita Energy Developments (France) Limited (filiale de Riverstone Holdings LLC) pour l'achat de trois projets éoliens en France, avec une capacité totale installée de 119,5 MW. L'électricité produite par ces parcs éoliens sera vendue selon des contrats d'achat d'électricité à prix fixe dont une portion du prix sera ajustée annuellement en fonction d'indices d'inflation, pour une période initiale de 15 ans, avec Electricité de France. Le prix d'achat de l'équité est d'environ 51,4 M€ (76,2 M\$), sujet à certains ajustements. Innergex financera sa part du prix d'achat, qui s'élèvera à environ 31,3 M€ (ou 46,4 M\$), par des fonds disponibles sous sa facilité de crédit bancaire corporative. Les dettes sans recours liées aux projets sont déjà en place; elles s'élèveront à 174,3 M€ (ou 258,4 M\$) lorsque la construction sera complétée et resteront au niveau des projets. La Société réduira son exposition aux fluctuations des devises en concluant des instruments de couverture à long terme. Innergex possédera un intérêt de 69,55 % dans les parcs éoliens et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins possédera le 30,45 % restant.

## DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 17 juillet 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 mai 2017	30 juin 2017	17 juillet 2017	0,1650 \$	0,2255 \$	0,359375 \$

Le 23 février 2017, le conseil d'administration a haussé le dividende annuel, payable trimestriellement, pour le porter de 0,64 \$ à 0,66 \$ par action ordinaire.

## CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE - RAPPEL

La Société tiendra une conférence téléphonique demain, le mercredi 10 mai 2017, à **9 h HAE**. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex, et Jean Perron, chef de la direction financière, présenteront les résultats du premier trimestre de 2017 ainsi que les perspectives de la Société. 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 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 et en Colombie-Britannique, au Canada, en France et dans l'Idaho, aux États-Unis. Son portefeuille d'actifs comprend actuellement : i) des intérêts dans 48 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 994 MW (puissance brute de 1 658 MW), dont 30 centrales hydroélectriques, 17 parcs éoliens et un parc solaire; ii) des intérêts dans un projet en construction d'une puissance installée nette totale de 17 MW (puissance brute de 25 MW), pour lesquels des contrats d'achat d'électricité ont été obtenus; et iii) des projets potentiels d'une puissance nette totale de 3 560 MW (puissance brute de 3 940 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 la période de trois mois close le 31 mars 2017 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, 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 à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent communiqué visent le BAIIA ajusté divisé par les produits.

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 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, 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.

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** ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits et le BAIIA ajusté prévus, les Flux de trésorerie disponibles prévus et les coûts de projet estimés 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 des entités françaises, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance. 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
<p><b>Production prévue</b></p> <p>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).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p><b>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</b></p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p><b>Produits prévus</b></p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité 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. 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.</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité</p> <p>Taux d'inflation moins élevé que prévu</p>
<p><b>BAILA ajusté prévu</b></p> <p>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 ainsi que des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers et des redevances; à l'exception des charges d'entretien, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation.</p>	<p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>

<p><b>Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel</b>  La Société estime les Flux de trésorerie disponibles prévus 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, 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.</p> <p>La Société évalue le dividende annuel qu'il entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.</p>	<p>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</p> <p>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</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende</p>
---	--

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; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler tout contrat d'achat d'électricité; l'incertitude quant au développement de nouvelles installations; changement du soutien gouvernemental pour augmenter l'électricité produite à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants; 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 1239  
[jperron@innnergex.com](mailto:jperron@innnergex.com)

Karine Vachon  
Directrice – Communications  
450 928-2550, poste 1222  
[kvachon@innnergex.com](mailto:kvachon@innnergex.com)