INNERGEX
Énergie renouvelable.
Développement durable.

Communiqué de presse
Pour diffusion immediate

INNERGEX PUBLIE SES RÉSULTATS DU DEUXIÈME TRIMESTRE ET DU PREMIER SEMESTRE 2016
DES RÉSULTATS SEMESTRIELS PARMI LES MEILLEURS DE SON HISTOIRE

- Innergex a enregistré un excellent début d'année
  - La production a atteint 115 % de la moyenne à long terme (« PMLT ») pour le premier semestre de 2016 et 113 % de la PMLT pour le deuxième trimestre
  - Les produits ont augmenté de 25 % pour s'établir à 87,8 M$ et le BAIIA ajusté a aussi progressé de 25 % pour s'établir à 66,9 M$ par rapport au deuxième trimestre de 2015
- Les travaux de construction des Projets en développement vont bon train
  - Les projets hydroélectriques Upper Lillooet et Boulder Creek sont en voie de rattraper les retards causés par le feu de forêt de 2015
  - La mise en service du projet Big Silver Creek est imminente; un avis attestant que toutes les exigences ont été satisfaites a été envoyé à la British Columbia Hydro Power and Authority
- La Société a acquis un portefeuille de projets éoliens d'une capacité de 87 MW en France et a conclu une entente visant l'acquisition d'une capacité supplémentaire de 44 MW dans ce pays au premier trimestre de 2017 (l'« Acquisition en France »)
- Innergex a finalisé la participation du Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« Desjardins ») au portefeuille relatif à l'Acquisition en France
- La PMLT estimée brute pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n a augmenté de 9 %, ce qui s'est traduit par une hausse de 3,2 M$ des Flux de trésorerie disponibles prévus en 2017 attribués à Innergex
- La Société a acquis les droits fonciers pour plus de 100 MW de projets éoliens potentiels en France

LONGUEUIL, Québec, le 4 août 2016 – Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour le deuxième trimestre clos le 30 juin 2016.

« Innergex connaît l'un des meilleurs semestres de son histoire, la production s'établissant à 115 % de la moyenne à long terme. Nous sommes extrêmement fiers d'avoir réalisé notre première acquisition en France. Cette acquisition n'est que le début pour Innergex sur le marché européen », a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction de la Société.

« Les Projets en développement de la Société se trouvent à un tournant très positif. Les étapes les plus importantes de la construction des projets hydroélectriques en Colombie-Britannique sont maintenant derrière nous. Le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n au Québec, réalisé en partenariat avec les communautés Mi'gmaq de la province, a enregistré une amélioration considérable de ses résultats financiers prévus, notamment la PMLT estimée prévue de 9 % et les Flux de trésorerie disponibles prévus. On pourrait difficilement s'attendre à une performance plus satisfaisante pour le premier semestre de 2016 », 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 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Production d'électricité (MWh)	1 176 451	904 172	1 840 838	1 562 600
Moyenne à long terme (MWh)	1 045 265	971 195	1 602 286	1 513 964
Produits	87 784	70 171	150 265	127 898
BAIIA ajusté[1]	66 863	53 415	114 542	96 370
Bénéfice net (perte nette)	15 677	22 506	22 873	(15 304)
Bénéfice net (perte nette), $ par action - de base et dilué	0,19	0,21	0,19	(0,10)
			12 derniers mois clos le 30 juin	
			2016	2015
Flux de trésorerie disponibles[1]			78 939	85 733
Ratio de distribution[1]			84 %	72 %

[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 juin 2016, les installations de la Société ont produit 1 176 GWh, soit 113 % par rapport à la PMLT de 1 045 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 115 % 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 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 117 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 30 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à la production supérieure à la PMLT de la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique 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 et les sept entités françaises acquises en avril 2016, qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, les installations de la Société ont produit 1 841 GWh, soit 115 % par rapport à la PMLT de 1 602 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 120 % 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 113 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 18 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux débits d'eau supérieurs dans tous les marchés, à l'exception de l'Ontario, et, dans une certaine mesure, à l'apport des installations mises en service ou acquises récemment, comme il est décrit plus haut, qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Produits

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2016, la Société a enregistré des produits de 87,8 M$, comparativement à des produits de 70,2 M$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2015. Cette augmentation de 25 % 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, dans une moindre mesure, 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 et l'Acquisition en France réalisée pendant le trimestre), qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario. Le rythme d'augmentation inférieur 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 moins élevé.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la Société a enregistré des produits de 150,3 M$, en comparaison d'un montant de 127,9 M$ pour la période de six mois close le 30 juin 2015. Cette augmentation de 17 % est attribuable principalement aux meilleurs résultats dans tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, et, dans une certaine mesure, 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 et du régime hydrologique en Ontario.

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 six mois, lesquelles ont clos le 30 juin 2016, le BAIIA ajusté de la société s'est établi respectivement à 66,9 M$ et 114,5 M$, comparativement à 53,4 M$ et 96,4 M$ pour les mêmes périodes l'an dernier. L'augmentation de 25 % pour le trimestre et celle de 19 % pour la période de six mois sont principalement attribuables à la hausse de la production et des produits, partiellement contrebalancée par les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a augmenté pour passer de 76,1 % à 76,2 % pour le trimestre et de 75,3 % à 76,2 % pour la période de six mois.

Bénéfice net (perte nette)

Pour le trimestre, la Société a enregistré un *bénéfice net* de 15,7 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,19 $ par action), comparativement à un bénéfice net de 22,5 M$ (bénéfice de base et dilué de 0,21 $ par action). La variation du bénéfice net est principalement attribuable à l'augmentation des produits tirés par la Société des centrales hydroélectriques en C.-B. et dans une moindre mesure, à l'apport des installations mises en service ou acquises récemment par la Société et à l'incidence moins importante des instruments financiers dérivés sur les résultats et l'impôt qui s'y rapporte. Plus précisément, au cours du trimestre, la Société n'a enregistré aucun profit ni aucune perte sur instruments financiers dérivés et a enregistré un profit net latent de 2,1 M$ sur instruments financiers, comparativement à une perte réalisée de 24,5 M$ sur instruments financiers dérivés qui a été plus que contrebalancée par un profit net latent sur instruments financiers de 43,1 M$ au cours du trimestre correspondant l'an dernier.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la Société a enregistré un bénéfice net de 22,9 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,19 $ par action), comparativement à une perte nette de 15,3 M$ (perte nette de base et diluée de 0,10 $ par action) en 2015. La variation du bénéfice net pour la période est principalement attribuable à l'augmentation des produits tirés par la Société des centrales hydroélectriques en C.-B. et, dans une moindre mesure, à l'apport des installations mises en service ou acquises récemment par la Société et à l'incidence moins importante des instruments financiers sur les résultats et l'impôt qui s'y rapporte. Plus précisément, au 30 juin 2016, la Société n'avait enregistré aucun profit ni aucune perte sur instruments financiers et avait enregistré un profit net latent de 3,4 M$ sur instruments financiers, comparativement à une perte réalisée de 92,6 M$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour les projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek au cours de la période correspondante l'an dernier, partiellement contrebalancée par le renversement de 55,1 M$ de la perte latente comptabilisée au règlement de ces Dérivés.

Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2016, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 78,9 M$, comparativement à 85,7 M$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est attribuable principalement aux flux de trésorerie légèrement supérieurs liés aux activités d'exploitation en 2016, contrebalancés par l'augmentation des remboursements prévus sur la dette et l'absence d'entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission fournis à d'autres installations détenues par la Société.

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2016, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 84% des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 72% 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 la conversion, au gré des porteurs, d'une partie des débentures convertibles portant intérêt à 5,75 % en 3 566 851 actions ordinaires, 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'Innnergex et du Régime de réinvestissement de dividendes, partiellement contrebalancés par l'achat et l'annulation de 1 190 173 actions dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société.

ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

Acquisition de sept entités françaises et placement privé de 50,0 M$ - Investissement de Desjardins dans le portefeuille relatif à l'Acquisition en France

Le 15 avril 2016, Innergex a complété l'acquisition de sept projets éoliens en exploitation ayant une puissance installée de 86,8 MW et a signé une entente en vue de s'engager à acquérir un autre projet en construction doté d'une puissance installée de 44,0 MW auprès d'une société allemande, wpd europe GmbH, pour une puissance installée totale de 130,8 MW. Parallèlement, la Société a annoncé un placement privé de 50,0 M$ avec trois entités affiliées au Mouvement Desjardins.

Le prix d'acquisition des huit projets éoliens est d'approximativement 98,0 M€ (soit l'équivalent de 144,4 M$ CA), sous réserve de certains ajustements, et comprend de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 8,1 M€ (ou 11,9 M$ CA) et des coûts de transaction de 1,1 M€ (ou 1,4 M$ CA). Une tranche de 63,9 M€ de ce montant (ou 94,5 M$ CA) a été déboursée pour les sept entités françaises acquises et une autre de 10,0 M€ (ou 14,7 M$ CA) a servi de dépôt pour le projet en construction. Après la mise en service commerciale de ce dernier projet, la Société versera au vendeur un montant supplémentaire de 23,0 M€ (ou 33,8 M$ CA), sous réserve de certains ajustements.

La dette sans recours liée aux huit projets sera maintenue au niveau des projets acquis. La Société a réduit son exposition aux variations des taux de change au moyen d'instruments de couverture de change à long terme.

Le 10 juin 2016, Innergex a annoncé la clôture de l'investissement de Desjardins dans le portefeuille relatif à l'Acquisition en France. Innergex et Desjardins devraient compléter l'acquisition du huitième projet éolien français en construction au premier trimestre de 2017, sous réserve des autorisations réglementations et d'autres conditions de clôture normales. Un complément d'information sur la participation de Desjardins est présenté ci-après.

Description des actifs acquis

Les sept parcs éoliens sont situés au nord et au centre de la France. La puissance totale installée répartie sur les sept parcs équivaut à 86,8 MW et la production moyenne annuelle à long terme devrait atteindre 169,400 MWh.Toute l'électricité produite est vendue en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à prix fixes, pour une durée initiale de 15 ans avec Électricité de France (6 parcs) et S.I.C.A.E Oise (1 parc).

Nom du projet	Puissance brute (MW)	Mise en service	Expiration du CAÉ
Porcien	10,0	2009	2024
Longueval	10,0	2009	2024
Antoigné	8,0	2010	2025
Vallotes	12,0	2010	2025
Bois d'Anchat	10,0	2014	2029
Beaumont	25,0	2015	2029
Cholletz	11,8	2015	2030
Total	**86,8**		

Placement privé pour 50,0 M$ d'actions ordinaires d'Innergex

Pour financer une partie de l'acquisition, trois entités affiliées au Mouvement Desjardins ont souscrit collectivement à un placement privé de 3 906 250 actions ordinaires d'Innergex, pour un produit brut de 50,0 M$ à la date de clôture. De plus, l'émission d'actions ordinaires aux termes du placement privé est assujettie à une période de restriction à la revente de quatre mois à compter de leur émission prévue par la loi.

Partenariat avec Desjardins

Le 10 juin 2016, la Société a annoncé la clôture d'un investissement de 38,4 M$ par Desjardins dans le portefeuille relatif à l'Acquisition en France. Par suite de cet investissement, la Société et Desjardins détiennent respectivement 69,55 % et 30,45 % de la société en commandite, qui détient ces projets.

Avantages de l'acquisition

- Augmentation des flux de trésorerie disponibles annualisés
- Ouverture d'un nouveau marché, l'Europe, pour Innergex
- Ajout d'actifs éoliens à long terme de grande qualité

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

En date du présent communiqué, la mise en service commerciale du projet Big Silver Creek est imminente. Conformément à l'accord d'achat d'électricité (« CAÉ »), les avis et les documents attestant que les exigences relatives à la mise en service ont été satisfaites ont été envoyés à la British Columbia Hydro Power and Authority. La mise en service commerciale est prévue pour les jours qui suivent la publication du présent communiqué.

Activités de mise en service

Big Silver Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en juin 2014. 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.

Au deuxième trimestre de 2016, les travaux se sont concentrés sur la construction de la ligne de transport, l'installation des turbines et des générateurs, l'installation du système électrique de la centrale et la mise en service hors d'eau. Les travaux de génie civil étaient entièrement exécutés à la fin de 2015 et la construction de la ligne de transport était terminée au 30 juin 2016. L'installation du système électrique a été achevée en juillet 2016. L'entrepreneur responsable de l'approvisionnement et de l'installation des générateurs a terminé les travaux d'installation et commencé la mise en service des unités en juillet 2016. L'installation de la sous-centrale a débuté et la mise en service a eu lieu au cours du trimestre.

En date du présent communiqué, Big Silver Creek a terminé avec succès le test de performance de 72 heures requis et a acheminé les avis nécessaires en ce sens selon les termes de son CAÉ.

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, en raison des conditions météorologiques favorables au dernier trimestre et de l'accélération des travaux de génie civil, le calendrier des travaux a progressé considérablement. La construction du tunnel à Upper Lillooet est terminée. Les travaux pour la prise d'eau d'Upper Lillooet seront bientôt terminés et seuls des éléments mécaniques demeurent. Les travaux pour la prise d'eau à Boulder ont beaucoup progressé et devraient prendre fin plus tard cet été. Les travaux mécaniques et électriques ont pris fin pendant le trimestre et l'installation de la centrale et du reste des aménagements à Boulder Creek est presque terminée. Les travaux de génie civil aux deux projets sont pratiquement terminés. La construction de la ligne de transport conjointe va bon train. Le processus de demande de règlement d'assurance relativement au feu de forêt est en cours et il faudra du temps pour le mener à terme. À ce jour, des demandes provisoires ont été traitées et réglées afin de maintenir la progression des travaux. 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.

Grâce à l'accélération des travaux de construction et à la progression considérable du calendrier, les projets hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont rattrapé la plupart des retards causés par le feu de forêt de l'été dernier.

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 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 et les fondations des éoliennes étaient en place. Le fournisseur des turbines, Senvion, a livré 20 des 47 éoliennes, dont neuf sont entièrement érigées et 11 sont en phase intermédiaire. La dernière éolienne devrait être livrée à la fin septembre. Les transformateurs principaux jumeaux ont été livrés et installés sur leurs fondations. Le poste de transformation devrait être énergisé à la fin septembre, conformément au plan initial. On s'attend à ce que le projet soit réalisé dans les limites du budget et l'achèvement des travaux de construction et la mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n sont prévus pour la fin de 2016.

La Société a révisé à la hausse les prévisions annuelles pour la PMLT estimée brute, soit de 515 GWh à 562,5 GWh ou 9 % environ. Cette augmentation s'explique par l'installation d'éoliennes d'une puissance accrue, et d'un rendement supérieur par rapport à l'analyse initiale de la PMLT ainsi que par des pertes inférieures par rapport aux estimations initiales pour le système collecteur électrique maintenant que la conception est terminée, mais aussi par la prise en compte des avantages du système antigivrage des pales des éoliennes, conçu pour fonctionner de façon préventive et corrective. Les prévisions précédentes de rendement énergétique, tirées de l'analyse de l'ingénieur indépendant, ne tenaient pas compte de la conception finale du système collecteur ni des avantages du système de dégivrage des pales. Senvion indique que les systèmes de dégivrage correctif faisant appel à la même technologie ont produit des résultats conformes aux attentes au cours des deux dernières années.

La révision de la PMLT estimée brute du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n s'est traduite 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 17 octobre 2016 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par Action privilégiée de série A	Dividende par Action privilégiée de série C
4 août 2016	30 septembre 2016	17 octobre 2016	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 aujourd'hui, le jeudi 4 août 2016, **à 15 h HAE**. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex, et Jean Perron, chef de la direction financière, présenteront les résultats du deuxième trimestre de 2016, un bilan de mi-année 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** et à la webdiffusion en visitant le **http://bit.ly/29thDWU** ou le site Internet de la Société au **www.innergex.com.** Les membres des médias et du public peuvent également assister à la conférence téléphonique et à la webdiffusion, en mode écoute seulement. Un enregistrement de la conférence et de la webdiffusion 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 42 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 777 MW (puissance brute de 1 318 MW), dont 28 centrales hydroélectriques, 13 parcs éoliens et un parc solaire; ii) des intérêts dans quatre projets en construction d'une puissance installée nette totale de 187 MW (puissance brute de 297 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 six mois closes le 30 juin 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