

Communiqué de presse
Pour publication immédiate

INNERGEX PUBLIE SES RÉSULTATS DE L'EXERCICE 2015 MISE EN SERVICE DE TRETHERWAY – LE DIVIDENDE AUGMENTE DE 3 %

- Le conseil d'administration déclare une augmentation du dividende de 0,02 \$ à 0,64 \$ par action ordinaire sur une base annuelle
- Les travaux de construction et la mise en service du projet hydroélectrique Tretheway Creek ont été réalisés plus rapidement que prévu et à un montant inférieur de 8,0 M\$
- Les projets en développement seront réalisés à un montant estimé inférieur de 28,0 M\$ en regard aux estimations antérieures
- La production augmente de 1 % à 2 988 GWh et atteint 98 % de la production moyenne à long terme (« PMLT »)
- Les produits augmentent de 2 % à 246,9 M\$ pour l'exercice
- Le BAIIA ajusté augmente de 2 % à 183,7 M\$ pour l'exercice

LONGUEUIL, Québec, le 24 février 2016 — Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

« Après un début d'année positif grâce à une bonne performance de nos parcs éoliens et solaires, nous terminons l'année 2015 sur une note tout aussi positive avec l'annonce de l'acquisition de Walden Nord, une centrale hydroélectrique de 16 MW, en partenariat avec la bande indienne de Cayoose Creek », déclare Michel Letellier, président et chef de la direction de la Société.

« Nous avons atteints nos objectifs pour 2015 : la construction du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n au Québec et de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en Colombie-Britannique progresse bien et nous rattrapons le temps perdu à Upper Lillooet River et Boulder Creek, les deux projets hydroélectriques affectés par un incendie de forêt pendant deux mois l'été dernier; nous avons refinancé la débenture convertible à un taux d'intérêt plus bas et négocié plus d'un milliard de dollars de financement selon des termes plus intéressants que prévu. Nous débutons l'année 2016 avec optimisme, en poursuivant la gestion efficace et proactive de nos projets et nos efforts de développement à l'international », ajoute M. Letellier.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les montants sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.	Périodes de trois mois closes le 31 décembre		Exercices clos le 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Production d'électricité (MWh)	647 062	819 903	2 987 637	2 962 450
Moyenne à long terme (MWh)	690 932	685 852	3 054 642	2 964 070
Produits	56 291	68 215	246 869	241 834
BAIIA ajusté ¹	38 819	48 748	183 738	179 562
Perte nette	(34 391)	(27 568)	(48 383)	(84 378)
Perte nette, \$ par action ²	(0,31)	(0,21)	(0,37)	(0,63)
			Exercices clos le 31 décembre	
			2015	2014
Flux de trésorerie disponibles ¹			74 386	67 744
Ratio de distribution ¹			86 %	88 %

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.

² La perte nette par action est la perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère, moins le dividende déclaré sur les actions privilégiées, divisée par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Période de trois mois CLOSE le 31 décembre 2015

Pendant la période de trois mois close le 31 décembre 2015, les installations de la Société ont produit 94 % de la PMLT, soit plus précisément 647 GWh comparativement à 691 GWh selon les prévisions. Dans l'ensemble, la production des centrales hydroélectriques et les parcs éoliens a été inférieure à la moyenne (94 % et 92 % respectivement de la PMLT). Le parc solaire Stardale a produit 109 % de sa PMLT.

Pour le quatrième trimestre, la Société a enregistré des produits de 56,3 M\$, comparativement à 68,2 M\$ en 2014, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et à des débits d'eau et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec. Le BAIIA ajusté s'est établi à 38,8 M\$, comparativement à 48,7 M\$ en 2014, en raison principalement des produits moins élevés.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé une perte nette de 34,4 M\$ (perte nette de base et diluée par action de 0,31 \$), comparativement à une perte nette de 27,6 M\$ en 2014 (perte nette de base et diluée par action de 0,21 \$). L'écart est partiellement attribuable à la diminution du BAIIA, expliquée ci-dessus. De plus, la Société a comptabilisé une radiation de frais de développement liés aux projets de 51,7 M\$ et un profit net latent de 2,0 M\$ sur instruments financiers dérivés, soit un effet net total sur la perte nette de 49,7 M\$. Au quatrième trimestre clos le 31 décembre 2014, la Société a comptabilisé une perte nette latente de 49,6 M \$ sur instruments financiers dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

Production d'électricité

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les installations de la Société ont produit 2 988 GWh, soit 98 % par rapport à la PMLT de 3 055 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 96 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans tous les marchés. Globalement, les parcs éoliens ont produit 105 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes de vent supérieurs à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit 104 % de sa PMLT, en raison principalement de régimes solaires supérieurs à la moyenne. L'augmentation de la production de 1 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014 et au meilleur rendement des parcs éoliens, partiellement contrebalancés par des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Ontario, en Colombie-Britannique et aux États-Unis.

Produits

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a enregistré des produits de 246,9 M\$, comparativement à 241,8 M\$ en 2014. Cette augmentation de 2 % est attribuable principalement à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014 et aux régimes de vent plus élevés au Québec, partiellement contrebalancés par la diminution des débits d'eau en Colombie-Britannique.

BAIIA ajusté

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 183,7 M\$, comparativement à 179,6 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation de 2 % est principalement attribuable à la hausse de la production et des produits expliquée plus haut. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a augmenté pour passer de 74,3 % à 74,4 %.

Perte nette

Exclusion faite du profit net latent ou de la perte nette latente sur dérivés, de la perte réalisée sur dérivés, de la diminution des frais de développement liés aux projets, ainsi que de l'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 se serait établi à 19,7 M\$, comparativement à un bénéfice net de 16,4 M\$ en 2014.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a enregistré une perte nette de 48,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,37 \$ par action), comparativement à une perte nette de 84,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,63 \$ par action) en 2014. Ce résultat est attribuable principalement à une radiation de 51,7 M\$ des frais de développement liés aux projets et à l'incidence négative moins importante des dérivés, soit une perte réalisée de 119,6 M\$ sur dérivés partiellement contrebalancée par un profit latent de 81,4 M\$ sur dérivés, comparativement à une perte réalisée de 8,4 M\$ et une perte latente de 121,7 M\$ sur dérivés l'année précédente.

Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 74,4 M\$, comparativement à 67,7 M\$ pour la période correspondante l'année précédente. Cette augmentation est attribuable principalement à un accroissement du BAIIA ajusté qui a donné lieu à des flux de trésorerie plus élevés. Les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés n'ont pas été financées à partir de l'exploitation mais plutôt des financements pour les

projets mis en place en 2015. Pendant l'exercice, la Société a utilisé des flux de trésorerie disponibles de 12,4 M\$ pour acheter en vue de leur annulation 1 190 173 actions ordinaires dans le cours normal de ses activités.

Le ratio de distribution représente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles. La Société croit qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les dividendes sur les actions ordinaires ont représenté 86 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 88 % pour la même période l'an dernier. La variation positive est principalement attribuable principalement à la hausse des flux de trésorerie disponibles, qui a plus que contrebalancé l'augmentation des dividendes découlant du plus grand nombre d'actions ordinaires en circulation en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes, de l'émission de 4 027 051 actions ordinaires de la Société en juin 2014 aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et de l'émission de 3 653 422 actions ordinaires de la Société à la conversion, au gré des porteurs, des débentures convertibles portant intérêt à 5,75 %.

FAITS SAILLANTS 2015

- La Société a conclu des financements de projets de 1 000,5 M\$ et a conclu pour un montant total de 688,8 M\$ le financement des projets hydroélectriques Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek situés en Colombie-Britannique. Elle a également conclu le financement de 311,7 M\$ pour le projet éolien Mesgi'g Ugnu's'n situé au Québec. La mise en service des projets Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n est prévue pour 2016, tandis que celle des projets Upper Lillooet et Boulder Creek devrait avoir lieu au premier et au deuxième trimestre de 2017, respectivement (collectivement « les projets en développement »).
- La Société a réexaminé les coûts totaux prévus pour achever le projet Tretheway Creek et les projets en développement; une économie de 36,0 M\$ est prévue par rapport aux estimations antérieures des coûts totaux des projets.
- Les travaux de construction ont débuté au projet éolien Mesgi'g Ugnu's'n situé au Québec. Le projet éolien Mesgi'g Ugnu's'n de 150 MW est la copropriété des trois Premières Nations Mi'gmaq du Québec - Gesgapegiag, Gespeg et Listuguj - et d'Innergex.
- La Société a émis 100,0 M\$ de débentures convertibles portant intérêt à 4,25 % et a racheté 41,6 M\$ et converti 38,0 M\$ d'un capital global de 80,5 M\$ de débentures convertibles en circulation portant intérêt à 5,75 %.
- Innergex et la Bande Cayoose Creek ont signé une entente pour l'acquisition conjointe du projet hydroélectrique Walden North situé en Colombie-Britannique pour un montant de 9,2 M\$. Le projet hydroélectrique Walden North de 16 MW est situé sur un terrain privé à Cayoosh Creek, près de Lillooet, en Colombie-Britannique.
- La Société a signé une déclaration commune d'intention avec la *Comisión Federal de Electricidad* (« CFE ») afin d'étudier conjointement plusieurs occasions de projets d'énergies renouvelables au Mexique, dans le but de développer ensemble des projets sélectionnés.
- L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société a été modifiée afin d'augmenter le nombre maximum d'actions qui pourront être rachetées et de mettre en place un régime d'achat automatique. Au 31 décembre 2015, 1 190 173 actions ordinaires avaient été rachetées aux fins d'annulation à un prix moyen de 10,36 \$.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

Projet hydroélectrique Tretheway Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en octobre 2013. Les travaux de construction et la mise en service ont été réalisés plus rapidement que prévu. Les coûts du projet sont révisés à la baisse de 8,0 M\$ environ et sont maintenant estimés à 103,5 M\$ (comparativement à 111,5 M\$ en 2014). Cette révision des coûts du projet tient compte d'une réduction des éventualités non utilisées relativement aux coûts de construction.

La mise en service de la centrale a eu lieu le 27 octobre 2015. La production annuelle moyenne est estimée à 81 000 MWh, assez pour alimenter plus de 7 300 foyers en Colombie-Britannique. Dans sa première année complète d'exploitation, cette centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté d'environ 8,7 M\$ et 7,2 M\$ respectivement (comparativement à 9,0 M\$ et 7,5 M\$ en 2014). La réduction de 0,3 M\$ de ces estimations par rapport aux prévisions précédentes tient compte d'un taux d'inflation inférieur pour l'ajustement du prix de vente prévu de l'électricité. Toute l'électricité qu'elle 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.

Projets hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek (le « projet hydroélectrique Upper Lillooet »)

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 conclusion d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme pour les deux projets.

Les travaux de construction ont repris après avoir été interrompus pendant deux mois à la suite d'un feu de forêt ayant atteint la zone le 4 juillet. Le feu a causé des dommages très limités sur le site du projet et l'ensemble des structures et de l'équipement est demeuré intact, à l'exception d'une partie de la ligne de transport reliant les deux centrales. En date du présent communiqué de presse, l'installation de la ligne de transport conjointe ainsi que la construction des deux centrales, des prises d'eau et des tunnels progressaient à un bon rythme. Les deux générateurs destinés à la centrale Boulder ont été livrés et installés à la mi-décembre. La Société et les entrepreneurs se concentrent principalement sur les deux tunnels pendant l'hiver afin de rattraper une partie du temps perdu par suite du feu de forêt. Le 23 décembre, BC Hydro a informé ULHP de l'acceptation du statut de force majeure pour le feu de forêt et a confirmé que la mise en service pouvait être en conséquence reportée de 98 jours. Le processus de demande de règlement d'assurance est en cours et il faudra du temps pour le mener à terme. 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.

Les coûts des centrales hydroélectriques Upper Lillooet et Boulder Creek ont été révisés à la hausse de 17,0 M\$ (12,1 M\$ pour le projet Upper Lillooet et 4,9 M\$ pour le projet Boulder Creek). Le coût total de la centrale Upper Lillooet est actuellement estimé à 327,1 M\$ (comparativement à 315,0 M\$ en 2014), tandis que celui de la centrale Boulder Creek a été réévalué à 124,1 M\$ (119,2 M\$ en 2014). Ces estimations révisées tiennent compte de l'augmentation des coûts associés aux conditions géologiques des tunnels et des charges d'intérêts plus élevées attribuables à la hausse du financement pour les projets.

Projet hydroélectrique 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. En date du présent communiqué de presse, les travaux de génie civil pour la prise d'eau, le tunnel, la conduite forcée et le canal de fuite sont terminés. La majorité des turbines et des générateurs ont été livrés et leur installation est en cours, tandis que les travaux de construction de la ligne de transport terrestre et des câbles sous-marins se poursuivent. L'approvisionnement et la livraison du matériel électrique sont en cours.

Les coûts du projet Big Silver Creek sont révisés à la baisse de 10,0 M\$ et sont maintenant estimés à 206,0 M\$ (comparativement à 216,0 M\$ en 2014). Cette estimation révisée des coûts du projet tient compte d'une réduction des éventualités non utilisées relativement aux coûts de construction. La mise en service de la centrale est prévue pour le troisième trimestre de 2016.

Projet éolien 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 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 de presse, les routes d'accès sont aménagées et les éoliennes de production d'électricité sont installées. Les fondations de toutes les éoliennes sont en place, à l'exception d'une qui devra être remblayée au printemps 2016. Les travaux électriques ne seront pas terminés pendant l'hiver, mais reprendront en même temps que les autres travaux. Comme prévu, les autres travaux de construction ont été interrompus pour l'hiver et reprendront au printemps 2016.

Le coût du projet éolien Mesgi'g Ugju's'n est maintenant estimé à 305,0 M\$ (comparativement à 340,0 M\$ en 2014). La réduction de 35,0 M\$ tient compte de la baisse du coût du financement de projet et des frais financiers connexes par rapport aux prévisions initiales et de l'utilisation de turbines plus grandes qui contribuent à diminuer le nombre de turbines nécessaires et les coûts des travaux de génie civil. 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.

ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Refinancement de la dette à long terme liée à Stardale

Le 22 février 2016, la Société a renégocié le prêt pour augmenter son emprunt à 109,0 M \$ et réduire son taux de marge de crédit applicable de 0.625 %.

Facilité à terme de crédit rotatif

Le 18 janvier 2016, la Société a exécuté une nouvelle convention visant la prolongation de sa facilité à terme de crédit rotatif de 2019 à 2020.

DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 avril 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
24 février 2016	31 mars 2016	15 avril 2016	0,16 \$	0,2255 \$	0,359375 \$

Le 24 février 2016, le Conseil d'administration a augmenté le dividende annuel que la Société à l'intention de distribuer de 0,62 \$ à 0,64 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement.

CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE ET WEBDIFFUSION — RAPPEL

La Société tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion demain, jeudi 25 février 2016 à **10 h HE**. M. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex, et M. Jean Perron, chef de la direction financière, présenteront les résultats de l'exercice 2015 et les perspectives de 2016 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 accéder à la webdiffusion en visitant le <http://bit.ly/1mYnDZ4> ou encore 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 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 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 et dans l'Idaho, aux États-Unis. Son portefeuille d'actifs comprend actuellement : i) des intérêts dans 34 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 708 MW (puissance brute de 1 216 MW), dont 27 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire photovoltaïque; ii) des intérêts dans quatre projets en développement ou 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 l'exercice clos le 31 décembre 2015 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 la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, 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 se 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 (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou gains réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets. 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
<p>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</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 ces 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 règlementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</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; le risque de liquidité associé 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; la possibilité que la société ne déclare ou ne paye pas de dividende; l'impossibilité de clôturer l'acquisition du projet hydroélectrique Walden; 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 et valides, 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 document ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

— 30 —

Pour plus de renseignements, veuillez contacter :

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

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

www.innnergex.com