

Communiqué de presse
Pour diffusion immédiate

INNERGEX PUBLIE SES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE ET DE L'EXERCICE 2017 ACQUISITION DE PARCS ÉOLIENS ET MISES EN SERVICE D'INSTALLATIONS LE DIVIDENDE AUGMENTE DE 3 %

- Le conseil d'administration déclare une augmentation du dividende de 0,02 \$ à 0,68 \$ par action ordinaire sur une base annuelle.
- Les produits annuels ont augmenté de 37 % pour s'établir à 400,3 M\$ comparativement à l'exercice précédent.
- Le BAIIA ajusté annuel a augmenté de 38 % pour s'établir à 298,7 M\$ comparativement à l'exercice précédent.
- Innergex a réalisé sa plus importante acquisition à ce jour, Alterra Power Corp., pour une contrepartie totale de 1,1 milliard \$.

(Tous les montants sont exprimés en dollars canadiens, sauf indication contraire)

LONGUEUIL, Québec, le 21 février 2018 – Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2017.

« La liste de nos réalisations en 2017 est impressionnante », a affirmé Michel Letellier, président et chef de la direction de la Société. « En plus d'avoir mis en service deux importantes centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, nous avons considérablement renforcé notre présence en France par l'entremise d'acquisitions et entrepris de nombreuses activités de développement au Canada et à l'échelle internationale. »

« L'acquisition d'Alterra Power Corp. au premier trimestre de 2018 et la combinaison de deux équipes talentueuses ont fait de nous un producteur d'énergie renouvelable fort, capable de saisir de nombreuses occasions simultanément et d'accélérer notre croissance aux États-Unis, au Canada et en Europe », a-t-il ajouté.

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	
	2017	2016	2017	2016
Production d'électricité (MWh)	1 106 060	848 967	4 394 210	3 521 645
Moyenne à long terme (MWh) (« PMLT »)	1 133 041	838 051	4 763 836	3 364 907
Produits	107 973	73 265	400 263	292 785
BAIIA ajusté ¹	80 059	50 264	298 728	215 983
BAIIA ajusté proportionnel ¹	83 199	51 495	308 343	224 368
Bénéfice net	3 513	8 765	19 668	32 043
Bénéfice net \$ par action - de base et dilué	0,05	0,08	0,22	0,28

	Périodes de 12 mois closes le 31 décembre	
	2017	2016
Flux de trésorerie disponibles ¹	87 207	75 702
Ratio de distribution ¹	82 %	91 %

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

Période de trois mois close le 31 décembre 2017

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2017, les installations de la Société ont produit 1 106 GWh d'électricité, soit 98 % de la PMLT de 1 133 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 88 % de leur PMLT, en raison des difficultés liées aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives à la centrale Upper Lillooet River et des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans la plupart de nos installations en Colombie-Britannique. Les parcs éoliens ont produit 108 % de leur PMLT, en raison du régime éolien supérieur à la moyenne au Québec et d'une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la non-disponibilité d'équipement au parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n, facteurs partiellement contrebalancés par un régime éolien inférieur à la moyenne en France. Le parc solaire a produit 97 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire dans la moyenne.

Au quatrième trimestre, la Société a enregistré des produits de 108,0 M\$, comparativement à 73,3 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016. Cette augmentation est attribuable principalement à l'apport du parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n et des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, récemment mis en service, ainsi qu'à l'acquisition des parcs éoliens Montjean, Theil-Rabier, Yonne, Rougemont 1-2, Vaite, Plan Fleury et Les Renardières. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par une diminution de la production dans la plupart des installations hydroélectriques en Colombie-Britannique. Le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 80,1 M\$, comparativement à 50,3 M\$ en 2016, en raison principalement de la hausse des produits, déduction faite des charges. Le BAIIA ajusté proportionnel de la Société s'est établi à 83,2 M\$, comparativement à 51,5 M\$ en 2016, en raison principalement de la hausse du BAIIA ajusté et de l'augmentation de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises découlant de la hausse des niveaux de production et des produits aux installations Umbata Falls et Viger-Denonville.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2017, la Société a enregistré un bénéfice net de 3,5 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,05 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 8,8 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,08 \$ par action) en 2016. Cette diminution s'explique principalement par l'augmentation de 14,2 M\$ des charges financières, l'augmentation de 8,9 M\$ des amortissements et la diminution de 5,7 M\$ du recouvrement des impôts sur le résultat. Le bénéfice net a également été touché par la comptabilisation d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés, comparativement à un profit pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016, ainsi que par une diminution de la quote-part du bénéfice des coentreprises par rapport au même trimestre en 2016. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation de 29,8 M\$ du BAIIA ajusté.

Production d'électricité

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les installations de la Société ont produit 4 394 GWh d'électricité, soit 92 % par rapport à la PMLT de 4 764 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 93 % de leur PMLT, en raison principalement de la baisse de production découlant des difficultés liées aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives à la centrale Upper Lillooet River au cours de la période et des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, facteurs partiellement contrebalancés par des débits d'eau supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario. Les parcs éoliens ont produit 91 % de leur PMLT, en raison de la baisse de production liée aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives au parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France. Les régimes éoliens récemment observés en France se situent nettement en dessous de la moyenne historique, ce qui explique la baisse de production. Le parc solaire a produit 106 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 25 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations mises en service en 2016 et en 2017, à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2016 et en 2017 ainsi qu'à l'augmentation de la production dans certaines de nos centrales hydroélectriques au Québec et en Ontario, facteurs partiellement contrebalancés par une baisse de la production dans nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

Produits

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a enregistré des produits de 400,3 M\$, comparativement à 292,8 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Cette augmentation de 37 % est attribuable principalement aux installations mises en service en 2016 et en 2017, à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2016 et en 2017 ainsi qu'à l'augmentation de la production dans toutes nos centrales hydroélectriques en Ontario, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

BAIIA ajusté

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a enregistré un BAIIA ajusté de 298,7 M\$, comparativement à 216,0 M\$ l'an dernier. Cette augmentation de 38 % 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 augmenté pour l'exercice, passant de 73,8 % à 74,6 % pour l'exercice, en raison principalement de la hausse des produits, déduction faite des charges, partiellement contrebalancée par le paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 en Colombie-Britannique effectué au premier trimestre de 2017.

BAIIA ajusté proportionnel

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a enregistré un BAIIA ajusté proportionnel de 308,3 M\$, comparativement à 224,4 M\$ l'an dernier. Cette augmentation de 37 % est attribuable principalement à l'augmentation du BAIIA ajusté et à l'augmentation de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises découlant de la hausse de la production aux installations Umbata Falls et Viger-Denonville.

Bénéfice net

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a enregistré un bénéfice net de 19,7 M\$ (bénéfice net de base et dilué de \$0,22 par action), comparativement à un bénéfice net de 32,0 M\$ (bénéfice net de base et dilué de \$0,28 par action) en 2016. La diminution du bénéfice net de 12,4 M\$ est principalement attribuable à la production inférieure à la moyenne de cette année, comparativement à la production supérieure à la moyenne de l'année précédente et aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives à la centrale Upper Lillooet River et au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n, ce qui explique la diminution du bénéfice net malgré l'augmentation des produits. Par conséquent, l'augmentation de 51,5 M\$ des charges financières, l'augmentation de 39,1 M\$ des amortissements et l'augmentation de 2,4 M\$ de l'impôt sur le résultat ont seulement été partiellement compensées par l'augmentation de 82,7 M\$ du BAIIA ajusté et l'augmentation de la quote-part du bénéfice des coentreprises de 2,1 M\$.

Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 82 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 91 % l'an dernier. Cet impact positif est en grande partie attribuable à la mise en service récente des installations de Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek et à l'acquisition de parcs éoliens en 2016 et en 2017 qui ont généré une augmentation des Flux de trésorerie disponibles, en partie contrebalancée par les paiements de dividendes plus élevés en raison de l'augmentation du dividende annuel, 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 en avril 2016 et d'actions additionnelles à la suite de l'exercice d'options sur actions et de l'émission d'actions au titre du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

FAITS SAILLANTS 2017

- Le 31 janvier 2017, le financement de projet sans recours de 197,2 M\$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme conclu par Big Silver Creek Power Limited Partnership le 22 juin 2015 visant le projet hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 39,5 ans.
- Le 10 février 2017, Innergex et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« Desjardins ») ont obtenu un financement par emprunt subordonné de 8,5 M€ auprès d'un fonds d'infrastructure français par l'intermédiaire de leurs filiales françaises créées pour l'acquisition de parcs éoliens en France en avril 2016. Le prêt subordonné porte un taux d'intérêt de 7,25 %, a une durée de huit ans et son capital sera remboursé à l'échéance.
- Le 21 février 2017, Innergex a conclu l'acquisition du parc éolien Yonne, une installation de 44 MW située dans le nord de la France. Cette acquisition a été annoncée en même temps que celle de sept autres parcs éoliens en 2016. L'installation était alors en construction, et son acquisition devait être conclue après sa mise en service. Les activités de mise en service ont débuté au quatrième trimestre 2016 et ont été complétées à la fin janvier 2017. Le prix d'achat total est de 35,2 M€ (49,0 M\$), sujet à certains ajustements, et comprend un fonds de roulement de 3,8 M€ (5,3 M\$). Un dépôt de 10,0 M€ (13,9 M\$) avait déjà été versé par la Société lors de l'annonce de l'acquisition en mars 2016. Innergex détient une participation de 69,55 % dans le parc éolien, et Desjardins détient la participation restante de 30,45 %.
- Le 21 février 2017, la Société a exécuté et signé une cinquième convention de crédit modifiée et mise à jour pour ses facilités de crédit rotatif d'alors de 425 M\$. Ces modifications procurent une souplesse accrue à la Société en lui permettant d'emprunter en euros par l'intermédiaire de prêts EURIBOR. De plus, la Société a également prolongé de 2020 à 2021 sa facilité de crédit rotatif (à l'exception de l'engagement de 42,5 M\$ avec un prêteur, qui demeurerait en vigueur jusqu'en 2020) afin d'obtenir une plus grande flexibilité financière. Finalement, une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 30 M\$ et garantie par Exportation et développement Canada (EDC) a été ajoutée et mise en place.

Le 31 octobre 2017, la Société a annoncé avoir augmenté de 50 M\$ ses facilités de crédit rotatif et ajouté un nouveau prêteur au syndicat de prêteurs. Elle a aussi prolongé l'échéance de sa facilité de crédit rotatif, qui passe de décembre 2021 à décembre 2022 pour tous ses prêteurs, ce qui lui donne une plus grande marge de manœuvre.

- Le 24 mai 2017, Innergex a complété l'acquisition de trois projets éoliens d'une puissance totale de 119,5 MW dans la région de Bourgogne-Franche-Comté, en France. Le prix d'achat de l'équité était d'environ 51,4 M€ (76,2 M\$), sujet à certains ajustements. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans les parcs éoliens et Desjardins possède les 30,45 % restants.
- Le 15 août 2017, Innergex a annoncé qu'elle a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto (« TSX ») de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions ordinaires (l'« offre de rachat »). Dans le cadre de cette offre de rachat, la Société pourra racheter aux fins d'annulation jusqu'à 2 000 000 de ses actions ordinaires, soit environ 1,84 % des 108 640 790 actions ordinaires émises et en circulation de la Société au 14 août 2017. L'offre de rachat a débuté le 17 août 2017 et se terminera le 16 août 2018.

Le 14 novembre 2017, la Société a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto (TSX) l'autorisation de mettre en place un régime d'achat automatique dans le cadre de cette offre. La Société a conclu une entente avec un courtier désigné pour un régime d'achat automatique, afin de permettre l'achat de ses actions ordinaires durant les périodes où normalement elle ne serait pas autorisée à le faire en raison de périodes d'interdiction qu'elle s'est imposée ou de restrictions de nature réglementaire.

- Le 25 août 2017, Innergex a complété l'acquisition de deux projets éoliens d'une puissance totale de 43 MW dans la région de Champagne-Ardenne, en France. Le prix d'achat de l'équité était d'environ 27,4 M€ (40,8 M\$), sujet à certains ajustements. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans les parcs éoliens et Desjardins possède les 30,45 % restants.
- Le 30 octobre 2017, la Société et Alterra Power Corp. ont annoncé qu'elles ont conclu une convention d'arrangement en vertu de laquelle Innergex ferait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra à un prix de 8,25 \$ par action, pour une contrepartie totale de 1,1 milliard de dollars, y compris la prise en charge des dettes d'Alterra (la « transaction Alterra »). La transaction Alterra était sous réserve de l'approbation des actionnaires d'Alterra et d'autres conditions habituelles de clôture. Dans le cadre de la transaction, les actionnaires d'Alterra allaient recevoir une contrepartie totale composée d'approximativement 25 % en espèces et 75 % en actions ordinaires d'Innergex. La transaction était sous réserve de l'approbation des actionnaires d'Alterra et d'autres conditions habituelles de clôture.

Le 6 février 2018, Innergex a conclu la transaction Alterra.

- Le 27 novembre 2017, le financement de projet sans recours de 311,7 M\$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme conclu par Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. le 24 septembre 2015 visant le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 19,5 ans.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

Activités de mise en service

Les Renardières

Au quatrième trimestre, la Société a procédé à la mise en service commerciale du parc éolien Les Renardières de 21,0 MW, situé dans la région de Champagne-Ardenne, en France. La construction a commencé avant qu'Innergex en fasse l'acquisition et a été achevée en novembre 2017. La déclaration d'exploitation commerciale délivrée en vertu du contrat d'achat conclu avec EDF indique une date de mise en service du 18 novembre 2017. La production annuelle moyenne du parc éolien Les Renardières est estimée à 52 427 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter plus de 11 200 foyers français.

Au cours de sa première année complète d'exploitation, le parc éolien devrait générer des produits et un BAIIA ajusté d'environ 4,4 M€ (6,4 M\$) et 3,6 M€ (5,3 M\$), respectivement. Toute l'électricité produite par le parc éolien est couverte par un contrat d'achat d'électricité (« CAÉ ») à prix fixe dont une portion du prix sera ajustée annuellement en fonction d'indices d'inflation, pour une période initiale de 15 ans, conclu avec EDF.

Rougemont-2

Au quatrième trimestre, la Société a procédé à la mise en service commerciale du parc éolien Rougemont-2 de 44,5 MW, situé dans la région de Bourgogne-Franche-Comté, en France. La construction a commencé avant qu'Innergex en fasse l'acquisition et a été achevée en novembre 2017. La déclaration d'exploitation commerciale délivrée en vertu du contrat d'achat conclu avec EDF indique une date de mise en service du 1er décembre 2017. La production annuelle moyenne du parc éolien Rougemont-2 est estimée à 100 340 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter plus de 21 400 foyers français.

Au cours de sa première année complète d'exploitation, le parc éolien devrait générer des produits et un BAIIA ajusté d'environ 8,4 M€ (12,4 M\$) et 6,5 M€ (9,6 M\$), respectivement. Toute l'électricité produite par le parc éolien est couverte par un CAÉ à prix fixe dont une portion du prix sera ajustée annuellement en fonction d'indices d'inflation, pour une période initiale de 15 ans, conclu avec EDF.

Activités de construction

Flat Top

Le projet éolien Flat Top a été acquis au cours du premier trimestre de 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. Les travaux de construction étaient déjà en cours au moment de l'acquisition.

En date du présent communiqué, les travaux de construction du parc éolien de 200 MW se poursuivent dans les délais et conformément au budget, et la construction des routes, des fondations des éoliennes et du réseau collecteur est maintenant terminée. Les 100 éoliennes ont été livrées sur le site et la majorité ont été entièrement érigées. Les activités de mise en service sont en cours pour permettre la connexion au réseau, et le projet a commencé à effectuer des tests de livraison d'électricité. La Société s'attend à ce que le parc éolien soit mis en service commercial au premier trimestre de 2018.

Le financement de l'investissement en capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux (*tax equity*) et le remboursement de la facilité de crédit devraient avoir lieu à la date de mise en service commercial ou près de cette date. La Société ne prévoit faire aucun autre apport en capital dans le projet Flat Top, qui, à l'heure actuelle, est financé uniquement au moyen d'une facilité de prêt à la construction et d'apports en capital de notre associé-commanditaire.

Brúarvirkjun

Le projet hydroélectrique Bruarvirkjun a été acquis au cours du premier trimestre de 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. Les travaux d'aménagement du site avaient déjà été amorcés au moment de l'acquisition.

En date du présent communiqué, les travaux d'aménagement du site sont terminés, y compris les zones de dépôt du matériel, les routes d'accès à la centrale et à la prise d'eau et l'approvisionnement du camp du propriétaire sur le site. Le début des travaux de

construction est prévu pour 2018, à la suite de l'obtention du dernier permis de construction, et la mise en service devrait avoir lieu au début de 2020.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Acquisition d'Alterra Power Corp.

Le 6 février 2018, Innergex a annoncé la clôture de l'acquisition d'Alterra par l'entremise d'une convention d'arrangement selon laquelle Innergex a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra pour une contrepartie totale de 1,1 milliard de dollars, y compris la prise en charge des dettes d'Alterra. À la suite de la transaction, les actionnaires d'Alterra avaient le choix de recevoir soit une contrepartie de 8,25 \$ en espèces (« contrepartie en espèces ») ou 0,5563 action ordinaire d'Innergex (« contrepartie en actions ») par action ordinaire d'Alterra, sous réserve dans chaque cas de la répartition proportionnelle, de sorte que la contrepartie totale versée à tous les actionnaires d'Alterra soit composée approximativement de 25 % en espèces et de 75 % en actions ordinaires d'Innergex.

Les actions ordinaires d'Innergex émises aux actionnaires d'Alterra dans le cadre de la transaction représentent une participation approximative de 18 % de la société combinée. Un membre du conseil d'administration d'Alterra s'est joint au conseil d'administration d'Innergex à la clôture de la transaction.

Soutien de la Caisse de dépôt et placement du Québec

Parallèlement à la conclusion de l'acquisition d'Alterra, Innergex a conclu un emprunt à terme non garanti subordonné de 150 M\$ d'une durée de cinq ans à un taux d'intérêt concurrentiel avec la Caisse de dépôt et placement du Québec.

Augmentation des facilités de crédit rotatif

Le 6 février 2018, la Société a annoncé avoir augmenté de 225 M\$, à 700 M\$, ses facilités de crédit rotatif, et ajouté un nouveau prêteur au syndicat de prêteurs. L'échéance des facilités de crédit rotatif demeure décembre 2022.

DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 16 avril 2018 :

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
21 février 2018	30 mars 2018	16 avril 2018	0,170 \$	0,2255 \$	0,359375 \$

Le 21 février 2018, le Conseil d'administration a haussé le dividende trimestriel de 0,165 \$ à 0,170 \$ par action ordinaire, ce qui correspond à un dividende annuel de 0,68 \$ par action ordinaire. Il s'agit de la cinquième augmentation de dividende annuelle consécutive de 0,02 \$.

CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE ET WEBDIFFUSION - RAPPEL

La Société tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion demain, le jeudi 22 février 2018, à **9 h HNE**. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex, et Jean Perron, chef de la direction financière, présenteront un bilan du quatrième trimestre et de l'exercice 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**. Vous pouvez assister à la webdiffusion à l'adresse <http://bit.ly/2DKzAPv> ou sur le site Web de la Société à l'adresse innnergex.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 sera disponible le même jour sur le site Internet de la Société. *À propos d'Innergex énergie renouvelable inc.*

La Société développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens, des parcs solaires photovoltaïques et des centrales géothermiques. En tant qu'acteur mondial dans le secteur des énergies renouvelables, Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et en Islande. Innergex gère un important portefeuille d'actifs qui comprend actuellement des intérêts dans 63 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 1 502 MW (puissance brute de 2 686 MW), dont 34 centrales hydroélectriques, 24 parcs éoliens, trois parcs solaires et deux centrales géothermiques. Elle détient aussi des intérêts dans deux projets en construction d'une puissance installée nette totale de 107 MW (puissance brute de 210 MW) et des projets potentiels qui en sont à différents stades de développement, d'une puissance nette totale de 8 530 MW (puissance brute de 9 200 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 douze mois closes le 31 décembre 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, le BAIIA ajusté proportionnel, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

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

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

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

Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, les remboursements prévus du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus 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. Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes

actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Les lecteurs sont avisés que les Flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considéré comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS.

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

Mise en garde concernant l'information prospective

Le présent communiqué contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières, notamment des énoncés relatifs aux sources et incidences du financement sur la transaction Alterra ainsi qu'aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de la transaction Alterra, à la production d'énergie d'Innergex, à ses projets potentiels, aux développements, à la construction et au financement fructueux des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, aux estimations des ressources d'énergie géothermique récupérables, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs, à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « peut », « fera », « devrait », « estime », « prévoit », « anticipe », « planifie », « budgéter », « projeter », « prévisions », « a l'intention de », « croit », « potentiel », ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. L'information prospective exprime les projections ou attentes d'Innergex à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent communiqué.

Elle comprend l'information prospective financière 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, 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.

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

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

Les lecteurs sont mis en garde que la liste de facteurs ci-dessus n'est pas exhaustive. De l'information supplémentaire sur ces facteurs ainsi que d'autres facteurs susceptibles d'avoir une incidence sur les activités ou les résultats financiers d'Innergex est fournie dans la notice annuelle d'Innergex déposée auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières canadiens concernés. La notice annuelle est disponible sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

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, pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires, et pour l'énergie géothermique, les ressources géothermiques passées, l'épuisement des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle avant la livraison. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).

Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe
Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques
Épuisement naturel des ressources géothermiques
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 réglementaires et politiques
Taux d'inflation plus élevé que prévu

Produits prévus

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. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie 1, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).

Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus
Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité
Taux d'inflation moins élevé que prévu
Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ

Principales hypothèses

Principaux risques et principales incertitudes

BAIIA ajusté prévu

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. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (à l'exclusion de Dokie 1, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence). Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau ainsi que les charges prévues liées aux Projets potentiels, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.

Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus
Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent
Charges d'entretien imprévues

BAIIA ajusté proportionnel prévu

Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté proportionnel annuel en additionnant le BAIIA ajusté prévu et la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises d'Innergex (Dokie 1, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville).

Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus
Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent
Charges d'entretien imprévues

Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel

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.

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.

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
Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende

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 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 les contrats existants moyennant des modalités et des conditions équivalentes; l'incertitude quant au développement de nouvelles installations; des changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; les risques liés à la croissance et à l'expansion des marchés étrangers; et le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables, les lecteurs de ce communiqué sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe pas de garantie qu'elle s'avère correcte. Les énoncés prospectifs sont présentés à la date du présent communiqué et Innergex ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser publiquement les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si les lois sur les valeurs mobilières applicables l'exigent.

Pour plus de renseignements

Jean Perron, CPA, CA
Chef de la direction financière
450 928-2550, poste 1239
jperron@innergex.com

Karine Vachon
Directrice – Communications
450 928-2550, poste 1222
kvachon@innergex.com