

**INNERGEX**

Énergie renouvelable.  
Développement durable.



# **RAPPORT TRIMESTRIEL 2012**

**POUR LA PÉRIODE CLOSE LE  
30 JUIN 2012**

*Les présents états financiers consolidés résumés n'ont pas été audités ni examinés par les auditeurs externes de la Société.*

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Le présent rapport de gestion porte sur la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 7 août 2012, date à laquelle il a été approuvé par le conseil d'administration de la Société. Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés résumés non audités et les notes y afférentes pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, et avec le rapport annuel 2011 d'Innergex. Pour de plus amples renseignements au sujet d'Innergex, notamment sa notice annuelle, veuillez consulter le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) des autorités en valeurs mobilières du Canada à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ou le site Web de la Société à [www.innergex.com](http://www.innergex.com).

Les états financiers consolidés résumés non audités contenus dans le présent rapport de gestion et les notes annexes pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, ainsi que les données comparables de 2011, ont été préparés conformément aux normes internationales d'information financière (« IFRS »). Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

## Table des Matières

Établissement et Maintien des CPCI et des CIIF .....	3
Information Prospective.....	4
Vue d'Ensemble .....	5
Stratégie de la Société .....	6
Mise à Jour Trimestrielle .....	7
Projets en Développement .....	8
Projets Potentiels .....	9
Résultats Opérationnels .....	10
Liquidités et Ressources en Capital .....	15
Dividendes .....	16
Situation Financière .....	16
Information Sectorielle.....	19
Principales Estimations Comptables .....	23
Modifications de Méthodes Comptables.....	23
Risques et Incertitudes.....	23
Renseignements Supplémentaires et Mises à Jour .....	23
Renseignements Financiers Trimestriels .....	24
Événements Postérieurs .....	25
Renseignements pour les Investisseurs.....	27

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## ÉTABLISSEMENT ET MAINTIEN DES CPCI ET DES CIIF

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière et vice-président principal de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

- des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») pour fournir l'assurance raisonnable que : i) l'information d'importance concernant la Société est communiquée par d'autres personnes au président et chef de la direction et au chef de la direction financière et vice-président principal en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents intermédiaires et annuels sont établis, et ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents annuels, documents intermédiaires ou autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières en vigueur est enregistrée, traitée, synthétisée et présentée dans les délais prescrits par cette législation;
- le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS applicables à la Société.

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière et vice-président principal de la Société ont attesté qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF pour le trimestre clos le 30 juin 2012. Au cours du trimestre clos le 30 juin 2012, il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société, à l'exception de l'élément suivant. Au cours du trimestre, la Société a poursuivi l'automatisation de son processus de consolidation afin de réduire la probabilité d'erreurs humaines.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la Société, ce rapport de gestion 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 « fera », « prévoir », « environ », « approximativement », « s'attendre à », « ne prévoit pas », « croire », « pouvoir », « anticiper », « s'attend à », « a l'intention de », « budgets », « estimer », « projeter », « planifier » et d'autres termes semblables indiquant que certains événements se produiront.

L'Information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que les revenus, coûts de projets, BAIIA ajusté ou résultats projetés afin d'informer les investisseurs et les actionnaires de l'impact financier potentiel des acquisitions récemment annoncées ou des résultats escomptés. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Cette Information prospective exprime, en date du présent rapport de gestion, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs. L'Information prospective comporte des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs importants, de sorte que les résultats ou le rendement réels de la Société pourraient différer sensiblement des résultats ou du rendement prévisionnels exprimés ou présentés dans l'Information prospective. Les risques et incertitudes importants qui pourraient faire différer de façon significative les résultats réels et les événements futurs des attentes actuelles exprimées sont examinés à la rubrique Risques et incertitudes du présent rapport de gestion. Ils comprennent notamment les facteurs suivants : la capacité de la Société de mener à bien sa stratégie d'entreprise; la capacité d'obtenir des capitaux suffisants; les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques et éoliens et de l'ensoleillement; défaut de conclure les transactions récemment annoncées; les retards dans la construction et la conception; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude relative au développement de nouvelles installations; l'obtention des permis; le caractère variable de la production d'énergie des projets et les pénalités qui s'y rattachent; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives régissant la dette actuelle et future; la déclaration de dividendes à la discrétion du conseil; l'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité; la capacité de maintenir en fonction le personnel de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; les relations avec les intervenants; l'approvisionnement en éoliennes; les modifications de réglementation et de facteurs politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la dépendance envers les réseaux de transport, les redevances d'utilisation de l'énergie hydraulique; l'évaluation des ressources éoliennes et de la production d'énergie éolienne connexe; la sécurité des barrages; les catastrophes naturelles et les cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; les limites des garanties d'assurance; les possibles responsabilités non divulguées liées à l'acquisition de Cloudworks; les déclarations, engagements et indemnités limités prévus dans la convention avec les actionnaires de Cloudworks; l'impossibilité de réaliser les avantages prévus de l'acquisition de Cloudworks; la défaillance de l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagé et l'introduction à l'opération de centrales solaires photovoltaïques. Bien que la Société estime que les attentes suscitées par l'Information prospective sont basées sur des fondements et des hypothèses valables et raisonnables, il existe un risque que cette Information prospective se révèle inexacte. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à cette Information prospective. Toute l'Information prospective, qu'elle soit écrite ou verbale, imputable à la Société ou à une personne qui agit en son nom, est expressément présentée sous réserve de ces avertissements. La Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'Information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieures à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements ou de circonstances postérieures à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## VUE D'ENSEMBLE

### Général

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable. Les actions de la Société sont inscrites à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole INE. La Société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada depuis 1990 et concentre ses activités dans les projets d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire photovoltaïque (« PV ») qui bénéficient de faibles frais opérationnels et de gestion, ainsi que de technologies simples et éprouvées. La Société est notée BBB- par Standard and Poor's Rating Services (« S&P ») et BBB (faible) par DBRS Limited (« DBRS »).

### Portefeuille d'actifs

En date du présent rapport de gestion, la Société détient des participations dans trois groupes de projets de production d'énergie :

- 26 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et mai 2012, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 6,4 années. Elles vendent l'énergie produite en vertu de Contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 19,5 années;
- neuf projets pour lesquels des CAÉ ont été conclus et qui sont en construction ou ont des dates prévues de mise en service commercial (les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour trois de ces projets et il est prévu que les travaux commenceront pour les six autres projets en 2013 et en 2014. Les projets devraient être au stade de la mise en service commercial entre 2012 et 2016; et
- plusieurs projets pour lesquels certains droits d'utilisation des terrains ont été obtenus, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou une proposition a été soumise aux termes d'un appel d'offres (« AO ») ou pourrait être soumise dans le cadre d'un programme d'offre standard (« POS ») ou d'un programme de tarifs de rachat garantis (« Programme de TRG ») (collectivement, les « Projets potentiels »). Ces projets sont à différents stades de développement.

Le tableau ci-après présente les participations directes et indirectes de la Société dans les Installations en exploitation, les Projets en développement et les Projets potentiels.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)



	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
<b>Hydroélectricité</b>			
Puissance brute :	368,3 MW	238,5 MW	993,8 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	279,1 MW	175,9 MW	928,0 MW
<b>Éolien</b>			
Puissance brute :	478,5 MW	135,6 MW	2 073,9 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	181,8 MW	54,5 MW	1916,9 MW
<b>Solaire</b>			
Puissance brute :	33,2 MW	-	59,0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	33,2 MW	-	59,0 MW
<b>Total</b>			
Puissance brute :	880,0 MW	374,1 MW	3 126,7 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	494,1 MW	230,4 MW	2 903,9 MW

1. La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à la Société en fonction de sa participation dans ces installations et projets, la puissance restante étant attribuable à la propriété des partenaires stratégiques.

## STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

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 rendement sur le capital élevé et de distribuer un dividende stable.

### Politique de dividende annuel

La Société a l'intention de verser un dividende annuel de 0,58 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement. Sa politique de dividende repose sur la capacité de produire des flux de trésorerie à long terme de ses Installations en exploitation. Les investissements d'Innergex dans les Projets en développement et les Projets potentiels sont financés au moyen des flux de trésorerie excédentaires et d'une combinaison d'emprunts et de capitaux propres supplémentaires.

### Indicateurs de rendement clés

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés qui incluent ou pourraient inclure : l'énergie générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh »), les produits opérationnels moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels (« BAIIA ajusté »). Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La Société croit que ces indicateurs constituent une information additionnelle importante puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur le niveau de sa production et sa capacité à générer des fonds en plus de faciliter les comparaisons entre les périodes.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## Saisonnalité

La quantité d'énergie produite par les Installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des débits d'eau, des régimes de vent et un ensoleillement moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits opérationnels de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 20 centrales hydroélectriques localisées sur 17 bassins versants, cinq parcs éoliens et un parc solaire, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits opérationnels. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant.

Énergie	PMLT <sup>1</sup> (GWh et %) - Participation nette <sup>2</sup>								Total
	Q1		Q2		Q3		Q4		
HYDRO	230,1	14%	583,3	37%	449,1	28%	333,1	21%	1 595,5
ÉOLIEN	172,7	32%	116,0	21%	90,9	17%	167,4	31%	546,9
SOLAIRE <sup>3</sup>	7,5	19%	12,7	33%	12,9	33%	5,9	15%	39,0
<b>Total</b>	<b>410,3</b>	<b>19%</b>	<b>712,0</b>	<b>33%</b>	<b>552,9</b>	<b>25%</b>	<b>506,4</b>	<b>23%</b>	<b>2 181,4</b>

1. Production moyenne à long terme.

2. Participation nette ajustée conformément aux règles de comptabilisation des produits selon les IFRS.

3. La moyenne à long terme pour un parc solaire diminue avec le temps en raison de la dégradation prévue des panneaux.

## MISE À JOUR TRIMESTRIELLE

### Points saillants

	Trimestres clos le 30 juin		Semestres clos le 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Production d'énergie (MWh)	714 700	595 317	1 042 208	835 497
Produits opérationnels	56 047	43 845	84 804	64 661
BAIIA ajusté	46 196	34 618	65 079	49 342
Perte nette	(11 865)	(6 834)	(4 060)	(1 104)
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 127	2 125	2 255
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11 786	11 786	23 572	20 418
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,290	0,290

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, l'augmentation de la production d'énergie, des produits opérationnels et du BAIIA ajusté, qui est décrit en détail dans le tableau sur les résultats financiers, est principalement attribuable à l'ajout des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne Phase I en novembre 2011 et du parc solaire Stardale en mai 2012 aux 23 Installations en exploitation existantes. L'ajout de six installations dans le cadre de l'acquisition de Cloudworks Energy Inc. (les « Installations en exploitation de Harrison ») le 4 avril 2011 explique également les augmentations enregistrées pour le premier semestre de 2012.

La variation défavorable de la perte nette pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 est principalement attribuable à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés. En excluant la perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 28,0 M\$ (10,9 M\$ en 2011) et les économies d'impôt différé connexes de 7,3 M\$ (2,9 M\$ en 2011), le bénéfice net pour le deuxième trimestre de 2012 se serait établi à 8,9 M\$ (1,1 M\$ en 2011). Excluant la perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 7,0 M\$ (1,4 M\$ en 2011) et les économies d'impôt différé connexes de 1,8 M\$ (0,4 M\$ en 2011), le bénéfice net pour le semestre clos le 30 juin 2012 se serait établi à 1,1 M\$ (perte nette de 0,1 M\$ en 2011).

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## Acquisition de deux centrales hydroélectriques en exploitation en Colombie-Britannique

Le 14 juin 2012, la Société a annoncé qu'elle avait signé une entente définitive avec Capital Power Corp. visant l'acquisition de toutes les unités de l'entité propriétaire des centrales hydroélectriques de Brown Lake et de Miller Creek situées en Colombie-Britannique. Le coût d'achat de ces actifs est de l'ordre de 69,2 M\$. Brown Lake est une centrale de 7,2 MW dont la production annuelle moyenne est de 51 800 MWh. Toute l'électricité produite fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité avec BC Hydro qui vient à échéance en 2016. La Société prévoit de doubler la puissance installée de la centrale à 14,4 MW et d'augmenter sa production annuelle moyenne de 27 000 MWh, moyennant un investissement de l'ordre de 20,0 M\$. Miller Creek est une centrale de 33,0 MW dont la production annuelle moyenne est de 97 900 MWh. Toute l'électricité produite fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité avec BC Hydro qui vient à échéance en 2023. La Société prévoit d'améliorer la conduite forcée et la prise d'eau, ce qui devrait permettre d'augmenter la production annuelle de la centrale de 4 895 MWh, moyennant un investissement de l'ordre de 8,5 M\$.

Innergex prévoit clore la transaction en août 2012, sous réserve des autorisations réglementaires et des autres conditions habituelles de clôture.

## PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

La Société compte actuellement neuf projets qui devraient être mis en service commercial entre 2012 et 2016.

### PROJETS EN CONSTRUCTION

Nom du projet et emplacement	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MSC <sup>1</sup>	PMLT brute estimée (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés <sup>2</sup>	Au 30 juin 2012	Produits <sup>2</sup>	BAIIA ajusté <sup>2</sup>
						(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Kwoiek Creek	50,0	49,9	Q4 2013	215,0	40	153,2	58,3	18,2	14,8
Northwest Stave River	100,0	17,5	Q4 2013	61,9	40	91,4	30,9	7,4	5,9
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Gros-Morne II	38,0	111,0	Q4 2012	341,1	20	68,0 <sup>3,4</sup>	23,1 <sup>4</sup>	9,2 <sup>4</sup>	8,1 <sup>4</sup>

1. Mise en service commercial.

2. Cette information vise à informer le lecteur au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

3. Voir le paragraphe « Ajustements des coûts et des produits du projet Gros-Morne II » ci-après pour plus de détails.

4. Correspond à la participation de 38 % de la Société dans ce projet.

## HYDROÉLECTRICITÉ

### **Kwoiek Creek**

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté au dernier trimestre de 2011. À la fin du deuxième trimestre de 2012, les travaux d'excavation pour le canal de dérivation pour la prise d'eau étaient presque terminés et les travaux de bétonnage à la centrale étaient bien entamés. Les travaux d'excavation de la conduite forcée et de construction de la ligne de transport se poursuivaient. Les activités en cours comprennent également l'installation de la conduite forcée et la construction de l'habitat compensatoire pour les poissons.

### **Northwest Stave River**

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté au dernier trimestre de 2011. À la fin du deuxième trimestre de 2012, l'excavation pour la centrale était presque terminée, l'excavation pour la conduite forcée était commencée et le déblaiement du site de la prise d'eau se poursuivait. Les activités en cours comprennent la construction de la ligne de transport, du barrage de dérivation et du batardeau.

## ÉOLIEN

### **Gros-Morne Phase II**

Les travaux de construction du parc éolien Gros-Morne Phase II (« Gros-Morne II ») ont débuté au deuxième trimestre de 2010. Comme prévu, les activités de construction ont été interrompues pour l'hiver et ont repris pendant la deuxième semaine de mai 2012. À la fin du deuxième trimestre de 2012, 26 des 74 turbines avaient été érigées. Innergex prévoit que Gros-Morne II sera terminé d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2012.



# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## *Ajustements des coûts et des produits du projet Gros-Morne II*

Dans le tableau ci-dessus, les coûts de projets d'origine, les produits et le BAIIA ajusté estimés en date de 2004 seront révisés pour être ajustés en fonction des indices inclus dans l'accord d'approvisionnement en turbines et le CAÉ. Aux fins de l'accord d'approvisionnement en turbines, ces indices comprennent les indices des prix à la consommation canadien et américain, le taux de change CAD-USD et un indice canadien de l'acier. Toutefois, le CAÉ de Gros-Morne II prévoit un ajustement correspondant au prix reçu d'Hydro-Québec, qui est basé sur des indices similaires. Ces mécanismes d'ajustement permettent à la Société de protéger la valeur économique de ce parc éolien. Le total des coûts du projet au 30 juin 2012 est présenté en dollars courants. Le coût des éoliennes représente environ 65 % des coûts totaux du projet. De plus, 90 % du prix des éoliennes est payable après la date de mise en service commercial. Par conséquent, une partie importante du total des coûts estimés cumulés seront payés après cette date.

## **PROJETS EN PHASE D'OBTENTION DES PERMIS**

Nom du projet et emplacement	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MSC	PMLT brute estimée (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets	
						Estimés <sup>1</sup> (M\$)	Au 30 juin 2012 (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>							
Boulder Creek	66,7	23,0	2015	85,7	40	84,2	0,7
Tretheway Creek	100,0	21,2	2015	81,9	40	91,5	14,0
North Creek	66,7	16,0	2016	59,7	40	72,0	0,8
Upper Lillooet	66,7	74,0	2016	270,2	40	264,2	6,6
Big Silver-Shovel Creek	100,0	36,9	2016	147,1	40	165,4	26,5
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>							
Viger-Denonville	50,0	24,6	2013	67,6	20	36,6 <sup>2</sup>	1,0 <sup>2</sup>

1. Cette information vise à informer le lecteur au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

2. Correspond à la participation de 50 % de la Société dans ce projet.

## **HYDRO**

### **Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet**

Les activités en cours portent sur la surveillance hydrométrique, les études environnementales, la consultation des différentes parties prenantes, les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés et l'avant-projet d'ingénierie. Une étape importante a été franchie le 28 mai 2012 lorsque l'évaluation environnementale du projet a été acceptée pour révision par le Bureau d'évaluation environnementale. La Société prévoit de commencer les travaux de construction des projets Boulder Creek et Upper Lillooet en 2013 et ceux de North Creek en 2014.

### **Tretheway Creek et Big Silver-Shovel Creek**

Les activités en cours englobent la surveillance hydrométrique, les études environnementales, la consultation des différentes parties prenantes, les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés et l'avant-projet d'ingénierie. La Société prévoit de commencer les travaux de construction de ces projets en 2013.

## **ÉOLIEN**

### **Viger-Denonville**

Les activités actuelles englobent les études environnementales, la consultation des différentes parties prenantes et les demandes en vue de l'obtention des permis applicables. La Société prévoit de commencer les travaux de construction du projet Viger-Denonville en 2013.

## **PROJETS POTENTIELS**

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de plus de 2 904 MW (puissance brute de 3 127 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement. Certains Projets potentiels visent des AO, des POS ou des Programmes de TRG futurs précis, tandis que d'autres pourront faire l'objet d'AO futurs qui ne sont pas encore annoncés. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

La notice annuelle de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, déposée sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), présente de l'information complémentaire au sujet des installations et des projets de la Société.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

Les résultats opérationnels de la Société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 sont comparés aux résultats opérationnels des périodes correspondantes en 2011.

### Production d'électricité

Dans son évaluation de ses résultats opérationnels, la Société compare la production d'électricité réelle avec une moyenne à long terme propre à chaque centrale hydroélectrique, parc éolien et parc solaire. Ces moyennes à long terme sont établies avec rigueur et prudence afin d'assurer une prévision à long terme de la production attendue pour chacune des installations de la Société.

Pour les trimestres clos le 30 juin	2012				2011			
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>1</sup> (\$/MWh)	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>1</sup> (\$/MWh)
<i>HYDRO</i>								
Québec	126 671	117 910	107%	73,94	124 065	117 910	105%	71,84
Ontario	35 193	39 339	89%	78,56	44 267	39 339	113%	76,68
Colombie-Britannique	409 214	409 074	100%	74,41	338 217	403 824	84%	72,14
États-Unis	18 945	16 956	112%	58,78	14 982	16 956	88%	53,74
Total partiel	590 023	583 279	101%	73,91	521 531	578 029	90%	71,70
<i>ÉOLIEN</i>								
Québec	110 873	115 929	96%	81,48	73 786	76 031	97%	87,41
<i>SOLAIRE</i>								
Ontario <sup>2</sup>	13 804	12 797	108%	245,90	-	-	-	-
Total	714 700	712 005	100%	78,40	595 317	654 060	91%	73,65

1. Incluant tous les ajustements des paiements liés au mois, au jour et à l'heure de la livraison, les caractéristiques environnementales et le programme écoÉNERGIE, le cas échéant.

2. Le prix moyen comprend l'énergie livrée avant la mise en service commercial, ce prix ayant été établi au prix du marché. Pour toute l'énergie livrée après la mise en service commercial, le prix est de \$420/MWh.

Les installations de la Société ont produit 715 GWh au deuxième trimestre de 2012, un niveau de production légèrement plus élevé que la PMLT de 712 GWh. Ce niveau de production est principalement attribuable aux conditions hydrologiques meilleures que prévu au Québec et aux États-Unis, qui ont été contrebalancées en bonne partie par des conditions hydrologiques inférieures aux prévisions en Ontario et un régime de vent moindre que prévu aux parcs éoliens Baie-des-Sables et Carleton. La production du parc solaire Stardale a été supérieure à sa PMLT.

Pour les semestres clos le 30 juin	2012				2011			
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>1</sup> (\$/MWh)	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>1</sup> (\$/MWh)
<i>HYDRO</i>								
Québec	193 876	181 227	107%	84,15	193 830	181 227	107%	82,15
Ontario	67 713	71 927	94%	78,21	76 831	71 927	107%	76,93
Colombie-Britannique	484 384	535 337	90%	77,21	366 683	445 061	82%	72,18
États-Unis	26 583	24 883	107%	57,90	21 315	24 883	86%	54,76
Total partiel	772 556	813 374	95%	78,09	658 659	723 098	91%	74,73
<i>ÉOLIEN</i>								
Québec	255 848	288 660	89%	82,35	176 838	187 998	94%	87,29
<i>SOLAIRE</i>								
Ontario <sup>2</sup>	13 804	12 797	108%	245,90	-	-	-	-
Total	1 042 208	1 114 831	93%	81,36	835 497	911 096	92%	77,39

1. Incluant tous les ajustements des paiements liés au mois, au jour et à l'heure de la livraison, les caractéristiques environnementales et le programme écoÉNERGIE, le cas échéant.

2. Le prix moyen comprend l'énergie livrée avant la mise en service commercial, ce prix ayant été établi aux prix du marché. Pour toute l'énergie livrée après la mise en service commercial, le prix est de 420 \$ le MWh.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, les installations de la Société ont produit 1 042 GWh, soit 7 % de moins que la PMLT de 1 115 GWh. Ce niveau de production est principalement attribuable aux faibles débits d'eau dans toutes les centrales de la Colombie-Britannique et de l'Ontario et au régime de vent inférieur à la PMLT dans la plupart des parcs éoliens. De plus, par suite de dommages causés aux convertisseurs en décembre 2011 après un délestage, des réparations ont dû être effectuées au parc éolien Gros-Morne I pendant la première moitié du premier trimestre de 2012. La production a repris le 12 février 2012, le parc éolien ayant ainsi produit 49 % de sa PMLT au premier trimestre. La production de la centrale aux États-Unis et de la plupart des centrales hydroélectriques au Québec a été supérieure à la PMLT.

La performance globale des installations de la Société au cours du semestre clos le 30 juin 2012 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

## Résultats financiers

	Trimestres clos le 30 juin		Semestres clos le 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Produits opérationnels	56 047	43 845	84 804	64 661
Charges opérationnelles	6 530	5 682	12 254	9 469
Frais généraux et administratifs	2 674	2 843	5 741	4 841
Charges liées aux projets potentiels	647	702	1 730	1 009
BAIIA ajusté	46 196	34 618	65 079	49 342
Charges financières	18 499	17 463	32 743	24 191
Autres (produits) charges, montant net	(825)	129	(1 426)	1 037
Amortissement	16 116	13 651	31 166	22 916
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	28 010	10 907	7 004	1 373
(Économie) charge d'impôt	(3 739)	(698)	(348)	929
Perte nette	(11 865)	(6 834)	(4 060)	(1 104)
Perte nette attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(9 055)	(6 478)	(132)	(503)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 810)	(356)	(3 928)	(601)
	(11 865)	(6 834)	(4 060)	(1 104)

## Produits

Au deuxième trimestre de 2012, la Société a enregistré des produits opérationnels de 56,0 M\$ (43,8 M\$ en 2011). Cette augmentation s'explique principalement par les produits supplémentaires découlant du parc solaire Stardale (3,4 M\$) et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I (2,9 M\$). Le reste de l'augmentation est attribuable essentiellement à l'accroissement de la production dans les installations de la Colombie-Britannique, qui s'est traduit par des produits opérationnels plus élevés (6,1 M\$).

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la Société a enregistré des produits opérationnels de 84,8 M\$ (64,7 M\$ en 2011). Cette augmentation s'explique principalement par les produits supplémentaires découlant du parc solaire Stardale (3,4 M\$) et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I (5,8 M\$), l'accroissement de la production dans les installations de la Colombie-Britannique au deuxième trimestre de 2012 (6,1 M\$) et les produits supplémentaires provenant des Installations en exploitation de Harrison pour le premier trimestre de 2012 par rapport à la même période en 2011 (5,2 M\$), l'acquisition de Cloudworks Energy Inc. (l'« Acquisition de Cloudworks ») ayant été finalisée le 4 avril 2011.

## Charges

Les charges opérationnelles sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien et d'impôts fonciers et redevances.

Au deuxième trimestre de 2012, la Société a constaté des charges opérationnelles de 6,5 M\$ (5,7 M\$ en 2011) liées à l'exploitation des installations de production d'énergie. Cette hausse est principalement attribuable aux charges opérationnelles plus élevées dans la plupart des installations et à l'ajout du parc solaire Stardale et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I (0,4 M\$). Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la Société a constaté des charges opérationnelles de 12,3 M\$ (9,5 M\$ en 2011). Cette hausse est attribuable essentiellement à un plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2012 par rapport à 2011 suite à l'acquisition de Cloudworks (1,5 M\$) et à l'ajout du parc solaire Stardale et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I (0,8 M\$).

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 2,7 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2012 (2,8 M\$ en 2011). Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la Société a enregistré des frais généraux et administratifs de 5,7 M\$ (4,8 M\$ en 2011). Cette augmentation est attribuable à la taille plus grande de la Société par suite de l'Acquisition de Cloudworks.

Les charges liées aux projets potentiels, qui comprennent les coûts liés au développement des projets potentiels, ont totalisé 0,6 M\$ et 1,7 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (0,7 M\$ et 1,0 M\$, respectivement, en 2011).

## Charges financières

Les charges financières comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, les intérêts compensatoires, l'amortissement des frais de financement, l'amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles, la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et la charge de désactualisation des contreparties conditionnelles.

Pour le deuxième trimestre de 2012, les charges financières ont totalisé 18,5 M\$ (17,5 M\$ en 2011). Cet écart est principalement attribuable aux prêts des projets Stardale et Montagne Sèche.

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, les charges financières ont totalisé 32,7 M\$ (24,2 M\$ en 2011). Cet écart est principalement attribuable à l'accroissement des charges financières sur la dette à long terme découlant de l'Acquisition de Cloudworks et des prêts des projets Stardale et Montagne-Sèche. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la diminution des intérêts compensatoires.

Au 30 juin 2012, 85 % de l'encours de la dette de la Société, incluant les débetures convertibles, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (94 % au 30 juin 2011). L'écart est attribuable à des prélèvements sur la facilité de crédit rotatif à terme plus élevés par rapport à la même date en 2011, ainsi qu'à des prélèvements sur le prêt pour la construction de Stardale dont l'intérêt sera couvert par un swap en vigueur en septembre 2012.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,64 % au 30 juin 2012 (6,36 % au 30 juin 2011). Cette diminution résulte de la réduction des taux d'intérêt fixes sur les contrats de swap qui est entrée en vigueur au quatrième trimestre de 2011, des conditions plus avantageuses de la facilité de crédit rotatif à terme après son refinancement au troisième trimestre de 2011, de la diminution des taux des intérêts compensatoires liés aux obligations à rendement réel faisant suite à la baisse du taux d'inflation ainsi que des taux d'intérêt moins élevés liés aux dettes qui ne sont pas couvertes par des swaps. Voir la rubrique « Instruments financiers dérivés et gestion des risques » pour plus de détails.

## Autres produits (charges), montant net

Le montant net des autres produits (charges) comprend les coûts de transaction, le profit sur les contreparties éventuelles, l'indemnisation pour perte de revenus, le profit de change net latent et le montant net des autres produits.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le montant net des autres produits a totalisé, respectivement, 0,8 M\$ et 1,4 M\$ (montant net des autres charges de 0,1 M\$ et 1,0 M\$, respectivement, en 2011). L'écart est principalement attribuable aux coûts de transactions engendrés en raison de l'Acquisition de Cloudworks et de l'acquisition de Stardale en 2011 et à des indemnités pour perte de revenus reçues en 2012.

## Amortissement

Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, la dotation aux amortissements a totalisé 16,1 M\$ (13,7 M\$ en 2011). L'augmentation est attribuable à l'ajout du parc solaire Stardale et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la dotation aux amortissements a totalisé 31,2 M\$ (22,9 M\$ en 2011). La hausse est principalement attribuable à l'accroissement des actifs découlant de l'Acquisition de Cloudworks, du parc solaire Stardale et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I.

## Instruments financiers dérivés

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts (« Dérivés »), protégeant ainsi la valeur économique de ses projets. Innergex compte aussi des instruments financiers dérivés intégrés dans certains des CAÉ qu'elle a conclus. La Société ne fait pas appel à la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés et ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Comme plusieurs Dérivés sont conclus pour une période égale à la période d'amortissement de la dette sous-jacente, qui peut atteindre 30 ans, la juste valeur de marché d'un Dérivé peut être très sensible aux variations trimestrielles des taux d'intérêt à long terme. Pour le deuxième trimestre de 2012, la Société a enregistré une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 28,0 M\$ (10,9 M\$ en 2011), en raison principalement de la baisse des taux d'intérêt de référence depuis la fin du premier trimestre de 2012. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la Société a enregistré une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 7,0 M\$ (1,4 M\$ en 2011), en raison principalement de la baisse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2011.

## Charge d'impôt

Au deuxième trimestre de 2012, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,5 M\$ (0,1 M\$ en 2011) et une économie d'impôt différé de 4,2 M\$ (0,8 M\$ en 2011). Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 1,0 M\$ (économie d'impôt de 1,0 M\$ en 2011) et une économie d'impôt différé de 1,3 M\$ (charge de 1,9 M\$ en 2011).

## Bénéfice net (Perte nette)

Pour le deuxième trimestre de 2012, la Société a enregistré une perte nette de 11,9 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,12 \$ par action). Pour la période correspondante de 2011, Innergex avait constaté une perte nette de 6,8 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,09 \$ par action). Les principaux éléments qui ont contribué à cette variation défavorable de la perte nette sont présentés dans les deux tableaux suivants :

Éléments principaux - Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	11 578	Découle principalement de l'accroissement de la production dans les installations de la Colombie-Britannique et des produits supplémentaires découlant de Stardale, Montagne Sèche et Gros-Morne I.
Autres produits, montant net	954	Principalement attribuable aux coûts de transaction plus élevés en 2011 en raison de l'Acquisition de Cloudworks et de l'acquisition de Stardale et à des indemnités reçues en 2012.
Économie d'impôt	3 041	En raison principalement de la perte avant charge d'impôt.

Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	1 036	Découle principalement des prêts de Stardale et de Montagne Sèche.
Amortissement	2 465	Découle principalement de Stardale, Montagne Sèche et Gros-Morne I.
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	17 103	Découle principalement de la baisse des taux d'intérêts de référence depuis la fin du premier trimestre de 2012.

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la Société a enregistré une perte nette de 4,1 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,03 \$ par action). Pour la période correspondante de 2011, Innergex avait constaté une perte nette de 1,1 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,04 \$ par action). Les principaux éléments qui ont contribué à cette variation défavorable de la perte nette sont présentés dans les deux tableaux suivants :

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Éléments principaux - Incidence positive	Variation	Explications
BAlIA ajusté	15 737	Découle principalement de l'accroissement de la production dans les installations de la Colombie-Britannique durant le deuxième trimestre de 2012 et des produits supplémentaires découlant de Stardale, Montagne Sèche et Gros-Morne I et des Installations en exploitation de Harrison durant le premier trimestre de 2012.
Autres produits, montant net	2 463	Principalement attribuable aux coûts de transaction plus élevés en 2011 en raison de l'Acquisition de Cloudworks et de l'acquisition de Stardale et à des indemnités reçues en 2012.
Économie d'impôt	1 277	En raison principalement de la perte avant charge d'impôt.

Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	8 552	Découle principalement de l'Acquisition de Cloudworks et des prêts de Stardale et de Montagne Sèche.
Amortissement	8 250	Découle principalement de l'Acquisition de Cloudworks, Stardale, Montagne Sèche et Gros-Morne I.
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	5 631	Découle principalement de la baisse des taux d'intérêts de référence depuis la fin de 2011.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 81 282 460 et 81 439 011 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 81 282 460 et 81 436 155 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pendant les périodes considérées, 1 034 000 options d'achat d'actions étaient non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant inférieur au prix de levée. Les 1 643 444 options d'achat d'actions restantes étaient non dilutives dans le calcul du résultat par action, malgré le fait que le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché était supérieur au prix de levée, la Société ayant constaté une perte nette pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012. Les débentures convertibles étaient également non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société étant inférieur au prix de conversion. Un nombre total de 7 558 684 actions ordinaires pourraient potentiellement être émises lors de la conversion des débentures convertibles.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2011, le résultat par action de base et dilué avait été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 80 326 422 actions ordinaires en circulation. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, le résultat par action de base et dilué avait été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 69 986 956 actions ordinaires en circulation. Pendant les périodes considérées, 1 034 000 options d'achat d'actions étaient non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant inférieur au prix de levée. Les 808 024 options d'achat d'actions restantes étaient non dilutives dans le calcul du résultat par action, malgré le fait que le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché était supérieur au prix de levée, la Société ayant constaté une perte nette pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011. Les débentures convertibles étaient également non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société étant inférieur au prix de conversion. Un nombre total de 7 558 684 actions ordinaires pourraient potentiellement être émises lors de la conversion des débentures convertibles.

Au 30 juin 2012, la Société avait un total de 81 282 460 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 actions privilégiées de série A et 2 677 444 options d'achat d'actions en circulation. Au 30 juin 2011, la Société avait un total de 81 282 460 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 actions privilégiées de série A et 1 842 024 options d'achat d'actions en circulation. En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 93 322 959 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 actions privilégiées de série A et 2 677 444 options d'achat d'actions en circulation.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## Participations ne donnant pas le contrôle

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la Société a affecté des pertes de 2,8 M\$ et 3,9 M\$, respectivement, aux participations ne donnant pas le contrôle (0,4 M\$ et 0,6 M\$, respectivement, en 2011). Ces participations sont liées principalement aux Installations en exploitation de Harrison, à l'Installation en exploitation Fitzsimmons Creek et au Projet en développement Kwoiek Creek.

## LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

### Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 33,5 M\$ (18,8 M\$ en 2011). Cette variation est principalement attribuable à une hausse de 15,7 M\$ du BAIIA ajusté, à une diminution de 1,5 M\$ des coûts de transaction et à une baisse de 8,7 M\$ des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, facteurs partiellement contrebalancés par une hausse de 10,4 M\$ des intérêts versés. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement découle principalement d'une hausse moins importante des débiteurs et des charges payées d'avance et autres, ainsi que d'une diminution des créditeurs et des charges à payer par rapport à une augmentation au cours de la période correspondante en 2011.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont atteint 31,4 M\$ (173,6 M\$ en 2011). Ce montant traduit principalement une augmentation de la dette à long terme nette de 57,1 M\$ (38,0 M\$ en 2011), partiellement contrebalancée par un montant de 25,7 M\$ en dividendes versés aux actionnaires ordinaires et privilégiés (19,8 M\$ en 2011). Le reste de l'écart s'explique par une émission de capital-actions de 155,3 M\$ en 2011.

### Utilisation du produit du financement

Pour les semestres clos le 30 juin	2012	2011
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	88 752	56 000
Produit de l'émission de capital-actions	-	155 321
	88 752	211 321
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	-	4 943
Acquisitions d'entreprises	-	(160 844)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(76 081)	(24 017)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(335)	(302)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(2 127)	(11 375)
Ajouts aux autres actifs non courants	(171)	(642)
Paiement des frais de financement différés	(326)	(88)
Remboursement au titre de la dette à long terme	(31 362)	(17 924)
Utilisation du produit du financement	(110 402)	(210 249)
(Diminution) augmentation du fonds de roulement	(21 650)	1 072

Pendant le semestre clos le 30 juin 2012, la Société a emprunté 88,8 M\$ et utilisé 21,7 M\$ de son fonds de roulement aux fins du paiement de la construction des projets Kwoiek Creek, Northwest Stave River et Gros-Morne II, de la construction de Stardale et du remboursement de la dette à long terme de Glen Miller. Pendant la période correspondante de 2011, la Société a emprunté 56,0 M\$ et a émis des actions ordinaires pour 155,3 M\$ aux fins du paiement de l'Acquisition de Cloudworks, d'ajouts aux actifs et du remboursement d'emprunts à long terme.

### Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement de la Société pour le semestre clos le 30 juin 2012 se sont élevés à 40,2 M\$ (191,4 M\$ en 2011). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 76,1 M\$ (24,0 M\$ en 2011), les ajouts aux frais de développement liés aux projets un décaissement de 2,1 M\$ (11,4 M\$ en 2011) et les ajouts aux immobilisations incorporelles et aux autres actifs non courants un décaissement combiné de 0,5 M\$ (0,9 M\$ en 2011). Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions correspondant à un encaissement de 38,5 M\$ (0,9 M\$ en 2011). Les acquisitions d'entreprises et la trésorerie acquise parallèlement à l'Acquisition de Cloudworks ont correspondu à un décaissement de 160,8 M\$ et à un encaissement de 4,9 M\$, respectivement, en 2011.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la Société a généré 24,6 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie (0,9 M\$ en 2011), en raison de ses activités opérationnelles, de financement et d'investissement.

Au 30 juin 2012, la Société détenait 59,9 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (43,0 M\$ au 30 juin 2011).

## DIVIDENDES

	Trimestres clos le 30 juin		Semestres clos le 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 127	2 125	2 255
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11 786	11 786	23 572	20 418
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,290	0,290

### Dividendes aux actionnaires privilégiés

Le 7 août 2012, la Société a déclaré un dividende de 0,3125 \$ par Action privilégiée série A payable le 15 octobre 2012 aux actionnaires privilégiés de série A inscrits à la fermeture des bureaux le 28 septembre 2012.

### Dividendes aux actionnaires ordinaires

Le 7 août 2012, la Société a déclaré un dividende de 0,1450 \$ par action ordinaire payable le 15 octobre 2012 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux le 28 septembre 2012.

## SITUATION FINANCIÈRE

### Actif

Au 30 juin 2012, l'actif total de la Société s'établissait à 2 054 M\$ (2 033 M\$ au 31 décembre 2011). Cette augmentation est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- les débiteurs, qui ont augmenté de 36,9 M\$ au 31 décembre 2011 à 54,1 M\$ au 30 juin 2012, comme l'explique la section « Fonds de roulement »; et
- les immobilisations corporelles, qui ont augmenté de 1 260 M\$ à 1 314 M\$ en raison principalement de Stardale et des Projets en développement en construction.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie et les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions qui ont enregistré une baisse nette de 88,7 M\$ à 74,8 M\$, en raison principalement de la construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River;
- les immobilisations incorporelles, qui ont diminué de 441,3 M\$ à 430,8 M\$ en raison principalement de l'amortissement;
- les actifs d'impôt différé qui ont diminué de 24,5 M\$ à 10,9 M\$, en raison d'une réorganisation interne qui s'est traduite par un reclassement dans les passifs d'impôt différé; et
- les autres actifs non courants, qui ont diminué de 18,0 M\$ à 3,6 M\$, en raison principalement des créances à recevoir au titre du remboursement de la sous-station de Gros-Morne I et II, qui devraient être reçues dans un délai de moins de un an.

### Fonds de roulement

Au 30 juin 2012, le fonds de roulement était positif de 42,6 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,46:1,00. Au 31 décembre 2011, le fonds de roulement était positif de 50,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,60:1,00. La variation du ratio du fonds de roulement au cours du premier semestre de 2012 est principalement attribuable à une augmentation nette du passif lié aux instruments financiers dérivés courants relatifs aux contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek et Northwest Stave River et à une augmentation nette de la tranche courante de la dette à long terme.

Compte tenu de ces ratios, la Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Au 30 juin 2012, la Société pouvait utiliser une facilité de crédit rotatif à terme de 350,0 M\$, dont 13,9 M\$ US et 212,8 M\$ avaient été prélevés à titre d'avances de fonds et 31,6 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit. En date du présent rapport de gestion, la Société avait exercé en partie l'option accordéon sur sa facilité de crédit rotatif à terme, augmentant ainsi sa capacité d'emprunt de 350,0 M\$ à 425,0 M\$.



# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Dans le cadre de l'Acquisition de Cloudworks, la Société a conservé des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions qui s'établissaient à 53,4 M\$ au 31 décembre 2011. Au premier trimestre de 2012, les conditions de distribution liées à la dette à long terme des Installations en exploitation de Harrison ont été remplies et une tranche de 40,0 M\$ de ce montant a été libérée.

Les débiteurs ont augmenté pour passer de 36,9 M\$ au 31 décembre 2011 à 54,1 M\$ au 30 juin 2012. L'augmentation découle principalement des sommes à recevoir d'Hydro-Québec pour le remboursement de la sous-station de Gros-Morne I et II et des produits plus élevés au deuxième trimestre de 2012 par rapport au quatrième trimestre de 2011.

Les créiteurs et charges à payer ont diminué pour passer de 26,6 M\$ au 31 décembre 2011 à 26,0 M\$ au 30 juin 2012, en raison du versement de charges à payer au premier semestre de 2012.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif courant ont augmenté pour passer de 20,3 M\$ au 31 décembre 2011 à 28,4 M\$ au 30 juin 2012, en raison principalement de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2011.

La tranche à court terme de la dette à long terme a trait aux versements exigibles sur les facilités de crédit et obligations de certaines Installations en exploitation.

## Comptes de réserve

	30 juin 2012	31 décembre 2011
Réserve pour l'énergie hydrologique / éolienne / solaire	39 045	39 045
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	3 100	3 109
Total	42 145	42 154

La Société dispose de deux comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité :

- 1) La réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne/solaire, qui est établie au début de la mise en service commercial d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques, des régimes de vent et de l'ensoleillement, ainsi qu'à d'autres événements imprévisibles. Il est prévu que les montants inscrits dans cette réserve varient d'un trimestre à l'autre selon la saisonnalité des flux de trésorerie.
- 2) La réserve pour travaux d'entretien majeurs, qui a été établie pour permettre le financement préalable des travaux de réparations majeures nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société.

La disponibilité des fonds des comptes de réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne/solaire et de réserve pour travaux d'entretien majeurs pourrait être soumise à des restrictions découlant de conventions de crédit et d'actes de fiducie-sûreté.

## Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des installations hydroélectriques et des parcs éoliens et solaires qui sont soit en exploitation, soit en construction. Elles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur cumulées et sont amorties selon la méthode d'amortissement linéaire au moindre de i) la période pendant laquelle la Société détient les droits à l'égard des actifs ou ii) une période de 15 à 75 ans pour les installations hydroélectriques ou de 15 à 25 ans pour les parcs éoliens et solaires. La Société possédait des immobilisations corporelles de 1 314 M\$ au 30 juin 2012, comparativement à 1 260 M\$ au 31 décembre 2011. Cette augmentation découle principalement de la construction de Stardale et des Projets en développement en construction, partiellement contrebalancée par l'amortissement.

## Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents CAÉ, permis et licences. Ils incluent aussi les garanties prolongées des turbines des parcs éoliens L'Anse-à-Valleau, Carleton, Montagne Sèche et Gros-Morne I. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 430,8 M\$ au 30 juin 2012, soit une diminution par rapport à 441,3 M\$ au 31 décembre 2011 qui découle de l'amortissement. À l'exception de 4,2 M\$ associés aux garanties prolongées relatives aux parcs éoliens, les immobilisations incorporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 11 à 40 ans à compter de la mise en service commercial ou de l'acquisition du projet y afférent. La valeur de la garantie prolongée des parcs éoliens est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période de trois ans de la garantie.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés dans l'acquisition et le développement de Projets en développement et les coûts liés à l'acquisition de Projets potentiels. Selon leur nature, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux immobilisations incorporelles lorsqu'un projet arrive à la phase de construction. Au 30 juin 2012, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 100,2 M\$ (98,0 M\$ au 31 décembre 2011). Cette augmentation est attribuable aux Projets en développement qui en sont à la phase d'obtention des permis.

## Goodwill

Le goodwill de la Société s'établissait à 8,3 M\$ au 30 juin 2012 (idem au 31 décembre 2011). Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation tous les ans ou plus fréquemment s'il existe une indication qu'une unité a pu subir une perte de valeur. Aucune perte de valeur n'a été constatée pour le semestre clos le 30 juin 2012.

## Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction de la Société ou pour lesquels la construction est terminée, mais dont certains coûts n'ont pas encore été payés. Au 30 juin 2012, la Société avait des charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme de 36,3 M\$ (41,3 M\$ au 31 décembre 2011). Cette diminution découle principalement des prélèvements effectués aux termes du prêt à la construction de Stardale et des paiements effectués pour les parcs éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne I.

## Dettes à long terme

Au 30 juin 2012, la dette à long terme s'établissait à 1 111 M\$ (1 050 M\$ au 31 décembre 2011). L'augmentation de la dette à long terme découle principalement des prélèvements aux termes du prêt à la construction de Stardale et des prélèvements nets en vertu de la facilité de crédit rotatif à terme, partiellement contrebalancés par le remboursement du prêt à terme de Glen Miller de 13,5 M\$ au premier trimestre de 2012 et des remboursements de la dette à long terme prévus de 13,6 M\$.

Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté ou CAÉ conclus par plusieurs filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Depuis le début de l'exercice 2012, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ.

## Débiteures convertibles

Il n'y a eu aucun changement important au deuxième trimestre de 2012.

## Actions privilégiées

Il n'y a eu aucun changement important au deuxième trimestre de 2012.

## Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur le financement par emprunt. Bien que ces Dérivés fassent l'objet d'ententes conclues avec d'importantes institutions financières cotées BBB ou mieux par S&P, la situation économique actuelle en Europe pourrait avoir des effets sur certaines contreparties de la Société. La Société considère néanmoins le risque d'illiquidité comme étant faible, l'évaluation actuelle des swaps de taux d'intérêt se traduisant par des montants traités comme des passifs d'Innergex dus aux contreparties.

Lorsqu'une dette à long terme de la Société est à taux variable, Innergex a recours à des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt pour protéger le rendement économique de l'Installation en exploitation ou du Projet en développement connexe. La Société ne prévoit pas régler ses Dérivés avant leur échéance et ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. La Société n'utilise pas la comptabilité de couverture pour ses Dérivés.

Pris collectivement, les contrats à terme sur obligations et les contrats de swap permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt sur la dette à long terme réelle et prévue (418,4 M\$ et 239,5 M\$, respectivement). Au 30 juin 2012, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 523,3 M\$ et au montant de 79,6 M\$ au titre des débiteures convertibles, signifient que 85 % de l'encours de la dette de la Société est protégé contre les hausses des taux d'intérêt. Des Dérivés ont également été exécutés pour Stardale et pour la dette à long terme prévue relative aux projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 97,6 M\$ au 30 juin 2012 (valeur négative de 91,4 M\$ au 31 décembre 2011). Cette variation défavorable est attribuable principalement à la diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2011. L'incidence estimée d'une hausse de 0,10 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 8,0 M\$ du passif lié aux Dérivés. À l'inverse, une baisse de 0,10 % des taux d'intérêt aurait pour incidence une augmentation de 8,1 M\$ du passif lié aux Dérivés.

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains swaps de taux d'intérêt. Ces options ne peuvent être exercées qu'à la date d'échéance du prêt sous-jacent. L'exercice de telles options pourrait exposer la Société à un risque de liquidité. Si une option de résiliation anticipée devait être exercée, la perte réalisée présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les frais d'intérêts futurs, puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêt seraient plus faibles que celui qui est incorporé au swap.

La Société a comptabilisé les Dérivés à leur juste valeur marchande ajustée selon une prime de crédit estimée. Ces évaluations sont déterminées en majorant les taux d'actualisation basés sur les taux des swaps selon une prime de crédit spécifique à chaque Dérivé estimée selon leur échéance et la contrepartie. Pour les Dérivés qu'Innergex comptabilise à l'actif (soit les Dérivés pour lesquels les contreparties sont redevables à Innergex), la prime de crédit de la contrepartie bancaire a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux des swaps. Pour les Dérivés comptabilisés au passif (les Dérivés pour lesquels Innergex est redevable aux contreparties), la prime de crédit d'Innergex a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux des swaps. Au 30 juin 2012, tous les Dérivés étaient comptabilisés au passif et des primes de crédit de 0,41 % à 2,98 % ont été ajoutées aux taux d'actualisation basés sur les taux des swaps. Les valeurs des Dérivés ajustées selon une prime de crédit estimée sont soumises aux variations des primes de crédit d'Innergex et de ses contreparties.

Au 30 juin 2012, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 9,2 M\$ (10,0 M\$ au 31 décembre 2011). Ces instruments représentent la valeur attribuée aux clauses d'inflation minimum de 3 % par année incluses dans ces contrats.

## **Impôt différé**

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à des actifs ou passifs d'impôt différé. Au 30 juin 2012, le passif net d'impôt différé de la Société se chiffrait à 114,7 M\$, comparativement à un passif net d'impôt différé de 116,0 M\$ au 31 décembre 2011. Cette diminution découle principalement de la perte enregistrée pour le premier semestre de 2012.

## **Arrangements hors bilan**

Au 30 juin 2012, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 38,0 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 31,6 M\$ ont été émis en vertu de sa facilité de crédit rotatif à terme et le reste, en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex a également émis des garanties de société pour un montant total de 31,2 M\$ en vue de soutenir la construction des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I et II et certains contrats à terme sur obligations.

## **Capitaux propres**

Au 30 juin 2012, les capitaux propres de la Société totalisaient 549,6 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 110,5 M\$, comparativement à 579,1 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 114,4 M\$, au 31 décembre 2011. La diminution du total des capitaux propres découle essentiellement des dividendes déclarés et de la perte nette.

## **Obligations contractuelles**

Il n'y a eu aucun changement important au deuxième trimestre de 2012.

## **Éventualités**

Il n'y a eu aucun changement important au deuxième trimestre de 2012.

## **INFORMATION SECTORIELLE**

### **Secteurs géographiques**

Au 30 juin 2012, la Société exploitait 19 centrales hydroélectriques, cinq parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits opérationnels de 1,1 M\$ et 1,6 M\$, respectivement (0,8 M\$ et 1,2 M\$, respectivement, en 2011), ce qui représente des apports de 2,0 % et 1,8 %, respectivement (1,8 % pour les deux périodes en 2011) aux produits opérationnels consolidés de la Société pour ces périodes.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## Secteurs à présenter

Au 30 juin 2012, la Société comptait quatre secteurs à présenter : la production hydroélectrique, la production éolienne, la production solaire et l'aménagement des emplacements.

La Société, par l'entremise des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne et de la production solaire, vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques, éoliennes et solaires à des sociétés de services publics. Par l'entremise du secteur de l'aménagement des emplacements, Innergex analyse les emplacements potentiels et aménage les installations hydroélectriques, éoliennes et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables » des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. La Société évalue le rendement en fonction du BAIIA ajusté et comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à ceux de la production hydroélectrique, de la production éolienne ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

Les secteurs isolables de la Société exercent leurs activités en faisant appel à différentes équipes, car chaque secteur nécessite des compétences distinctes.

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Pour le trimestre clos le 30 juin 2012					
Production (MWh)	590 023	110 873	13 804	-	714 700
Produits opérationnels	43 619	9 034	3 394	-	56 047
Charges					
Charges opérationnelles	4 721	1 768	41	-	6 530
Frais généraux et administratifs	1 517	589	29	539	2 674
Charges liées aux projets potentiels	-	-	-	647	647
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>37 381</b>	<b>6 677</b>	<b>3 324</b>	<b>(1 186)</b>	<b>46 196</b>
Pour le trimestre clos le 30 juin 2011					
Production (MWh)	521 531	73 786	-	-	595 317
Produits opérationnels	37 395	6 450	-	-	43 845
Charges					
Charges opérationnelles	4 517	1 165	-	-	5 682
Frais généraux et administratifs	1 218	422	-	1 203	2 843
Charges liées aux projets potentiels	-	-	-	702	702
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>31 660</b>	<b>4 863</b>	<b>-</b>	<b>(1 905)</b>	<b>34 618</b>

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Pour le semestre clos le 30 juin 2012					
Production (MWh)	772 556	255 848	13 804	-	1 042 208
Produits opérationnels	60 342	21 068	3 394	-	84 804
Charges					
Charges opérationnelles	8 506	3 707	41	-	12 254
Frais généraux et administratifs	2 898	1 385	29	1 429	5 741
Charges liées aux projets potentiels	-	-	-	1 730	1 730
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>48 938</b>	<b>15 976</b>	<b>3 324</b>	<b>(3 159)</b>	<b>65 079</b>
Pour le semestre clos le 30 juin 2011					
Production (MWh)	658 659	176 838	-	-	835 497
Produits opérationnels	49 223	15 438	-	-	64 661
Charges					
Charges opérationnelles	6 898	2 571	-	-	9 469
Frais généraux et administratifs	2 064	956	-	1 821	4 841
Charges liées aux projets potentiels	-	-	-	1 009	1 009
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>40 261</b>	<b>11 911</b>	<b>-</b>	<b>(2 830)</b>	<b>49 342</b>
Au 30 juin 2012					
Goodwill	8 269	-	-	-	8 269
Total de l'actif	1 285 738	357 614	143 686	266 573	2 053 611
Total du passif	803 514	309 655	145 476	245 390	1 504 035
Ajouts aux immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice	52	3 227	-	71 689	74 968
Au 31 décembre 2011					
Goodwill	8 269	-	-	-	8 269
Total de l'actif	1 307 949	386 343	-	339 117	2 033 409
Total du passif	814 435	330 015	-	309 843	1 454 293
Ajouts aux immobilisations corporelles durant l'année	1 305	484	-	192 396	194 185

## Secteur de la production hydroélectrique

Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, le secteur de la production hydroélectrique a produit 1 % de plus d'électricité que la PMLT, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 43,6 M\$. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, ce secteur a produit 5 % de moins d'électricité que la PMLT, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 60,3 M\$. Le niveau de production pour le semestre clos le 30 juin 2012 est principalement attribuable aux débits d'eau inférieurs aux prévisions au premier trimestre de 2012 pour les installations du secteur situées en Colombie-Britannique.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, le secteur de la production hydroélectrique avait produit, respectivement, 10 % et 9 % de moins d'électricité que la PMLT, en raison de conditions hydrologiques inférieures aux prévisions aux installations du secteur situées en Colombie-Britannique et aux États-Unis, ce qui avait donné lieu à des produits opérationnels de 37,4 M\$ et 49,2 M\$, respectivement.

L'écart au chapitre des produits opérationnels s'explique principalement par l'accroissement de la production des installations de la Colombie-Britannique au deuxième trimestre de 2012, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels plus élevés (6,1 M\$). Le reste de l'écart est attribuable aux installations en exploitation de Harrison qui ont dégagé un apport de 5,2 M\$ pour le premier trimestre de 2012, comparativement à néant pour la période correspondante de 2011, l'Acquisition de Cloudworks ayant été finalisée le 4 avril 2011.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

L'actif total a diminué depuis le 31 décembre 2011, en raison principalement de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a diminué depuis le 31 décembre 2011, en raison principalement du remboursement prévu de la dette à long terme.

## Secteur de la production éolienne

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le secteur de la production éolienne a produit, respectivement, 4 % et 11 % de moins d'électricité que prévu, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 9,0 M\$ et 21,1 M\$, respectivement. Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, le niveau de production est attribuable principalement au régime de vent inférieur aux prévisions aux parcs éoliens Baie-des-Sables et Carleton. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, le niveau de production inférieur est attribuable principalement à la période de 42 jours pendant laquelle la production au parc éolien Gros-Morne I a été interrompue et au régime de vent inférieur aux prévisions aux parcs éoliens l'Anse-à-Valleau, Carleton et Montagne Sèche au premier trimestre de 2012.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, le secteur de la production éolienne avait produit, respectivement, 3 % et 6 % de moins d'électricité que prévu, ce qui avait donné lieu à des produits opérationnels de 6,5 M\$ et 15,4 M\$, respectivement. Ce résultat était attribuable au régime de vent inférieur aux prévisions aux parcs éoliens l'Anse-à-Valleau, Carleton et Baie-des-Sables.

L'actif total a diminué depuis le 31 décembre 2011, en raison principalement de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a diminué depuis le 31 décembre 2011, en raison principalement du remboursement prévu de la dette à long terme.

## Secteur de la production solaire

Ce nouveau secteur a été ajouté après la mise en service commercial du parc solaire Stardale le 15 mai 2012. Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, le secteur de la production solaire a produit 8 % de plus d'électricité que prévu, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 3,4 M\$.

## Secteur de l'aménagement d'emplacements

La diminution des frais généraux et administratifs pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, comparativement aux mêmes périodes en 2011, découle d'une plus grande affectation au secteur de la production hydroélectrique depuis l'Acquisition de Cloudworks.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, les charges liées aux projets potentiels sont semblables à celles de la même période en 2011. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, l'augmentation des charges liées aux projets potentiels par rapport à la même période en 2011 est attribuable à l'augmentation du nombre de Projets potentiels et des dépenses engendrées par ceux-ci.

La diminution de l'actif total depuis le 31 décembre 2011 découle principalement du transfert des actifs de Stardale au secteur de la production solaire, partiellement contrebalancé par les Projets en développement en construction.

La diminution du passif total depuis le 31 décembre 2011 est principalement attribuable au transfert de la dette à long terme de Stardale au secteur de la production solaire, partiellement contrebalancé par les Projets en développement, particulièrement Gros-Morne II, Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

La préparation d'états financiers conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses. Ces estimations et ces hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours de la période considérée, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant principalement sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, l'impôt différé de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments financiers dérivés. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit d'adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement dans la mesure où les hypothèses et les estimations devaient changer. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Si des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués. D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

## MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

### MODIFICATIONS FUTURES

#### IAS 1 – Présentation des états financiers

L'IASB a publié des modifications à IAS 1, Présentation des états financiers, afin de séparer les autres éléments du résultat global qui sont reclassés dans le résultat de ceux qui ne le sont pas. La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1er juillet 2012. La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle n'a aucune incidence sur le résultat de ses activités et sur sa situation financière.

## RISQUES ET INCERTITUDES

La Société s'expose à divers risques d'entreprise et incertitudes et elle a décrit ceux qu'elle considère comme importants dans son rapport annuel de 2011. D'autres risques et incertitudes sont présentés à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère comme peu importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société.

## RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

Des mises à jour et des compléments d'information concernant la Société sont régulièrement disponibles par l'entremise des communiqués de presse, des états financiers trimestriels et de la notice annuelle que vous trouverez sur le site de la Société à l'adresse [www.innergex.com](http://www.innergex.com) et sur celui de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com). L'information postée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos le			
	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011
Production (MWh)	714 700	327 508	403 920	666 009
Produits opérationnels	56,0	28,8	33,1	50,5
BAIIA ajusté	46,2	18,9	21,8	40,1
(Perte nette) profit net latent(e) sur instruments financiers dérivés	(28,0)	21,0	(19,6)	(40,5)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(9,1)	8,9	(13,9)	(26,2)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action – de base et dilué(e))	(0,12)	0,10	(0,18)	(0,34)
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1,1	1,1	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11,8	11,8	11,8	11,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,145	0,145

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos le			
	30 juin 2011	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010
Production (MWh)	595 317	240 180	343 754	356 262
Produits opérationnels	43,8	20,8	26,8	25,2
BAIIA ajusté	34,6	14,7	18,9	19,7
(Perte nette) profit net latent(e) sur instruments financiers dérivés	(10,9)	9,5	15,5	(20,1)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(6,5)	6,0	14,9	(11,6)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action – de base et dilué(e))	(0,09)	0,08	0,23	(0,20)
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1,1	1,1	1,4	-
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11,8	8,6	8,6	8,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,145	0,145

La comparaison des résultats des plus récents trimestres illustre la saisonnalité qui est propre aux actifs de la Société : la production d'électricité, les produits opérationnels et le BAIIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 73 % de la production moyenne à long terme de la Société, la saisonnalité s'explique par les débits d'eau qui sont habituellement à leur maximum lors du deuxième trimestre en raison de la période de fonte des neiges et à leur niveau le plus bas lors du premier trimestre en raison des températures froides qui limitent les précipitations sous forme de pluie. De plus, l'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. La production des parcs éoliens l'atténue également, puisque les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre d'une année type.



# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

En excluant les éléments non récurrents, le lecteur s'attendrait à ce que le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère et le bénéfice net (la perte nette) par action attribuable aux propriétaires de la société mère reflètent cette saisonnalité propre aux installations hydroélectriques au fil de l'eau, aux parcs éoliens et aux parcs solaires. Toutefois, d'autres éléments influencent ces mesures, certains ayant un impact relativement stable d'un trimestre à un autre, d'autres étant plus variables. Pour la Société, l'élément qui engendre les fluctuations les plus importantes du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère et du bénéfice net (de la perte nette) par action attribuable aux propriétaires de la société mère est la variation de la valeur marchande des instruments financiers dérivés. L'analyse historique du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère et du bénéfice net (de la perte nette) par action attribuable aux propriétaires de la société mère doit donc tenir compte de ces facteurs. Il est important de rappeler que les variations de la valeur marchande des instruments financiers dérivés découlent des mouvements des taux d'intérêt et du taux d'inflation et n'ont pas d'incidence sur le BAIIA ajusté ou les charges financières.

## ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

### Conclusion du financement du projet Kwoiek Creek

Le 17 juillet 2012, la Société a annoncé que Kwoiek Creek Resources Limited Partnership avait conclu un financement de projet sans recours aux fins de la construction et d'un emprunt à terme de 168,5 M\$ pour le projet de Kwoiek Creek. Le prêt de construction portera un taux d'intérêt fixe de 5,075 %; il sera ensuite converti en prêt à terme de 39 ans lors de la mise en service du projet et il sera amorti sur une période de 36 ans trois ans plus tard. Ce financement a été conclu avec un groupe de compagnies d'assurance composé de La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers, à titre d'agent et de prêteur principal, ainsi que de La Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie et de La Great-West, compagnie d'assurance-vie, à titre de prêteurs.

### Augmentation de la facilité de crédit rotatif à terme à 425,0 M\$

Le 17 juillet 2012, Innergex a annoncé qu'elle avait exercé en partie l'option accordéon sur sa facilité de crédit rotatif à terme, augmentant sa capacité d'emprunt de 350,0 M\$ à 425,0 M\$. Toutes les modalités du prêt demeurent inchangées, y compris l'échéance du mois d'août 2016.

### Entente de partenariat avec la Mi'gmawei Mawiomi

Le 20 juillet 2012, la Société et la Mi'gmawei Mawiomi (la Nation Mi'gmaq du Québec) ont annoncé qu'elles avaient conclu une entente de partenariat visant le développement, le financement, la construction et l'exploitation d'un parc éolien de 150 MW dans la péninsule gaspésienne au Québec. Les deux partenaires comptent soumettre le projet dans le cadre du programme éolien autochtone de 250 MW compris dans un appel d'offres prévoyant la mise en service de 700 MW d'énergie éolienne.

### Acquisition d'un projet éolien en Colombie-Britannique

Le 26 juillet 2012, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive avec Finavera Wind Energy visant l'acquisition de son projet de parc éolien Wildmare situé en Colombie-Britannique. Le coût d'achat de cet actif sera d'environ 22,0 M\$. Toute l'électricité produite fera l'objet d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans avec BC Hydro, dont le prix d'achat sera rajusté annuellement en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation. Wildmare aura une puissance installée totale de l'ordre de 77 MW et une production annuelle moyenne estimée à 238 200 MWh. La Société est d'avis que la mise en service de ce projet, présentement au stade de l'obtention de permis, se fera en 2015. Le coût total du projet sera de l'ordre de 217,0 M\$ et sera financé environ aux deux tiers par un prêt à terme, la portion restante provenant des capitaux propres de la Société.

### Acquisition d'une centrale hydroélectrique au Québec

Le 26 juillet 2012, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive avec le groupe de sociétés Hydromega Services Inc. (« Hydromega ») visant l'acquisition de sa participation de 70 % dans la centrale de Magpie située dans la MRC de Minganie, dans le nord-est du Québec. Le coût d'achat de cet actif sera de l'ordre de 30,3 M\$, plus la prise en charge d'une dette à taux fixe liée au projet de l'ordre de 52,0 M\$. Magpie est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 40,6 MW dont la production annuelle moyenne est de 185 000 MWh. Toute l'électricité produite fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans avec Hydro-Québec.

La Société a également signé une convention de dépôt, ainsi qu'une lettre d'intention avec Hydromega visant l'acquisition de sa participation dans six autres sites, y compris une centrale hydroélectrique de 30,5 MW située au Québec, quatre projets hydroélectriques en construction totalisant 22,0 MW situés en Ontario et un projet hydroélectrique en développement de 10,0 MW, également situé en Ontario.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## **Placement privé d'actions ordinaires de 123,7 M\$**

Le 26 juillet 2012, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un placement privé avec la Caisse de dépôt et placement du Québec et un autre investisseur institutionnel visant l'émission d'un total de 12 040 499 actions ordinaires, au prix de 10,27\$ l'action, pour un produit brut de 123,7 M\$. Cette somme servira à financer les acquisitions annoncées récemment par la Société, notamment les centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, le projet éolien Wildmare et la centrale hydroélectrique Magpie.

## **Mise en oeuvre d'un régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »)**

Le 26 juillet 2012, la Société a annoncé que son conseil d'administration avait récemment approuvé la mise en place d'un régime de réinvestissement de dividendes pour ses actionnaires. Le régime offrira aux actionnaires ordinaires admissibles l'occasion de réinvestir une partie ou la totalité des dividendes qu'ils reçoivent dans des actions supplémentaires de la Société, sans avoir à payer de frais, tels que des frais de courtage ou de service. Les actions seront achetées sur le marché libre ou au moyen de l'émission de nouvelles actions. D'autre part, le conseil d'administration a élu, et ce, jusqu'à nouvel ordre, que les actions achetées dans le cadre du régime proviendraient de l'émission de nouvelles actions et que leur prix d'achat ferait l'objet d'un escompte de 2,5 % pour les actionnaires participants.

L'adhésion au RRD de la Société débutera le 31 août 2012, sous réserve de l'approbation de la Bourse de Toronto. Dès le 31 août 2012, les actionnaires admissibles pourront obtenir une trousse d'information à propos du régime, y compris un exemplaire du Régime de réinvestissement de dividendes et le formulaire d'adhésion, à partir du site Web de Computershare. L'information se trouvera également sur le site Web de la Société au [www.innergex.com](http://www.innergex.com), dans la section Investisseurs.

# RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

### Inscription boursière

Les actions ordinaires d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.  
Les actions privilégiées de série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.A.  
Les débetures convertibles d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.DB.

### Agences de notation

Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P et BBB (faible) par DBRS.  
Les actions privilégiées de série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont notées P-3 par S&P et Pfd-3 (faible) par DBRS.

### Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie Computershare du Canada  
1500, rue Université, bureau 700, Montréal, Québec H3A 3S8  
Téléphone : 1 800 564-6253 ou 514 982-7555  
Courriel : [service@computershare.com](mailto:service@computershare.com)

### Vérificateurs

Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.

### Prestation électronique

Les actionnaires peuvent choisir de recevoir des documents au sujet d'Innergex énergie renouvelable inc. (tels que des rapports trimestriels et annuels ainsi que la circulaire de la direction) en format électronique par Internet au lieu d'une copie papier par la poste. Les actionnaires qui désirent se prévaloir de ce service devraient communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada.

### Relations avec les investisseurs

Si vous avez des questions, veuillez consulter notre site Web à l'adresse [www.innergex.com](http://www.innergex.com) ou communiquer avec :

Jean Trudel, MBA  
Chef de la direction des investissements et Vice-président principal – Communications

Marie-Josée Privyk, CFA  
Directrice – Relations avec les investisseurs



Innergex énergie renouvelable Inc.  
Siège social  
1111, rue Saint-Charles Ouest  
Tour Est, bureau 1255  
Longueuil, Québec  
J4K 5G4  
Téléphone : 450 928-2550  
Télécopieur : 450 928-2544  
Courriel : [info@innergex.com](mailto:info@innergex.com)

Bureau de Vancouver  
1168 Hamilton Street  
Suite 403  
Vancouver, Colombie-Britannique  
V6B 2S2  
Téléphone : 604 633-9990  
Télécopieur : 604 633-9991

# COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Notes	Trimestre clos le 30 juin 2012	Trimestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
<b>Produits</b>					
Produits opérationnels		56 047	43 845	84 804	64 661
<b>Charges</b>					
Charges opérationnelles	6	6 530	5 682	12 254	9 469
Frais généraux et administratifs		2 674	2 843	5 741	4 841
Charges liées aux projets potentiels		647	702	1 730	1 009
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres (produits) charges, montant net, et perte nette latente sur instruments financiers dérivés		46 196	34 618	65 079	49 342
Charges financières	7	18 499	17 463	32 743	24 191
Autres (produits) charges, montant net	8	(825)	129	(1 426)	1 037
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et perte nette latente sur instruments financiers dérivés		28 522	17 026	33 762	24 114
Amortissement des immobilisations corporelles	6	10 698	8 378	20 391	13 781
Amortissement des immobilisations incorporelles	6	5 418	5 273	10 775	9 135
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés		28 010	10 907	7 004	1 373
Perte avant impôt sur le résultat		(15 604)	(7 532)	(4 408)	(175)
Charge (économie) d'impôt					
Exigible		478	97	950	(991)
Différé		(4 217)	(795)	(1 298)	1 920
		(3 739)	(698)	(348)	929
<b>Perte nette</b>		<b>(11 865)</b>	<b>(6 834)</b>	<b>(4 060)</b>	<b>(1 104)</b>
Perte nette attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		(9 055)	(6 478)	(132)	(503)
Participations ne donnant pas le contrôle		(2 810)	(356)	(3 928)	(601)
		(11 865)	(6 834)	(4 060)	(1 104)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	9	81 282	80 326	81 282	69 987
Perte nette de base, par action	9	(0,12)	(0,09)	(0,03)	(0,04)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	9	81 439	80 406	81 436	70 062
Perte nette diluée, par action	9	(0,12)	(0,09)	(0,03)	(0,04)

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Trimestre clos le 30 juin 2012	Trimestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
Perte nette	(11 865)	(6 834)	(4 060)	(1 104)
Autres éléments du résultat global				
Profit (perte) de change à la conversion d'une filiale étrangère autonome (y compris une économie d'impôt de 30 \$ pour le trimestre clos le 30 juin 2012 et de néant pour le semestre clos le 30 juin 2012 – charge d'impôt de néant pour les deux périodes correspondantes de 2011)	69	(18)	7	(103)
(Perte) profit de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome (déduction faite d'une économie d'impôt de 11 \$ pour le trimestre clos le 30 juin 2012 et de 2 \$ pour le semestre clos le 30 juin 2012 – néant pour les deux périodes correspondantes de 2011)	(75)	19	(12)	104
	(6)	1	(5)	1
<b>Résultat global</b>	<b>(11 871)</b>	<b>(6 833)</b>	<b>(4 065)</b>	<b>(1 103)</b>
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(9 061)	(6 477)	(137)	(502)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 810)	(356)	(3 928)	(601)
	<b>(11 871)</b>	<b>(6 833)</b>	<b>(4 065)</b>	<b>(1 103)</b>

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Notes	Au 30 juin 2012	Au 31 décembre 2011
<b>Actif</b>			
<b>Actif courant</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		59 899	35 279
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		14 929	53 415
Débiteurs		54 073	36 894
Actifs d'impôt		1 082	1 664
Instruments financiers dérivés		1 723	1 791
Charges payées d'avance et autres		4 098	4 074
		135 804	133 117
<b>Comptes de réserve</b>			
Comptes de réserve		42 145	42 154
Immobilisations corporelles	4	1 314 404	1 259 834
Immobilisations incorporelles		430 823	441 262
Frais de développement liés aux projets		100 195	98 042
Instruments financiers dérivés		7 437	8 248
Actifs d'impôt différé		10 908	24 485
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		3 626	17 998
		2 053 611	2 033 409
<b>Passif</b>			
<b>Passif courant</b>			
Dividendes à verser aux actionnaires		12 848	12 848
Créiteurs et charges à payer		26 005	26 616
Passifs d'impôt		1 422	2 835
Instruments financiers dérivés		28 407	20 287
Dettes à long terme	5	23 516	19 475
Contreparties conditionnelles		983	983
		93 181	83 044
<b>Retenues de garantie au titre de la construction</b>			
Retenues de garantie au titre de la construction		5 697	2 081
<b>Instruments financiers dérivés</b>			
Instruments financiers dérivés		69 163	71 158
<b>Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme</b>			
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		36 273	41 267
<b>Dettes à long terme</b>			
Dettes à long terme	5	1 087 531	1 030 037
<b>Composante passif des débentures convertibles</b>			
Composante passif des débentures convertibles		79 571	79 490
<b>Contreparties conditionnelles</b>			
Contreparties conditionnelles		2 661	2 904
<b>Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations</b>			
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		4 381	3 858
<b>Passifs d'impôt différé</b>			
Passifs d'impôt différé		125 577	140 454
		1 504 035	1 454 293
<b>Capitaux propres</b>			
<b>Capital attribuable aux actions ordinaires</b>			
Capital attribuable aux actions ordinaires		1	1
<b>Actions privilégiées</b>			
Actions privilégiées		82 589	82 589
<b>Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires</b>			
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		656 281	656 281
<b>Paiement fondé sur des actions</b>			
Paiement fondé sur des actions		1 583	1 361
<b>Composante capitaux propres des débentures convertibles</b>			
Composante capitaux propres des débentures convertibles		1 340	1 340
<b>Déficit</b>			
Déficit		(302 912)	(277 083)
<b>Cumul des autres éléments du résultat global</b>			
Cumul des autres éléments du résultat global		223	228
<b>Capitaux propres attribuables aux propriétaires</b>			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		439 105	464 717
<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>			
Participations ne donnant pas le contrôle		110 471	114 399
<b>Total des capitaux propres</b>			
Total des capitaux propres		549 576	579 116
		2 053 611	2 033 409

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

# ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Pour le semestre clos le 30 juin 2012	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitaux propres attribuables aux propriétaires	Participations ne donnant pas le contrôle	Capitaux propres
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	81 282	1	82 589	656 281	1 361	1 340	(277 083)	228	464 717	114 399	579 116
Perte nette							(132)	–	(132)	(3 928)	(4 060)
Autres éléments du résultat global								(5)	(5)		(5)
Résultat global	–	–	–	–	–	–	(132)	(5)	(137)	(3 928)	(4 065)
Paiement fondé sur des actions					222				222		222
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(23 572)		(23 572)		(23 572)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(2 125)		(2 125)		(2 125)
Solde au 30 juin 2012	81 282	1	82 589	656 281	1 583	1 340	(302 912)	223	439 105	110 471	549 576

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

# ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Pour le semestre clos le 30 juin 2011	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Paiement fondé sur des actions	Composante capitax propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitax propres attribuables aux propriétaires	Participations ne donnant pas le contrôle	Capitax propres
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2011	59 533	5 720	82 589	453 793	928	1 340	(188 295)	238	356 313	2 588	358 901
Actions ordinaires émises le 4 avril 2011 :											
- Émission publique	17 750	163 527							163 527	-	163 527
- Placement privé	3 999	39 018							39 018	-	39 018
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt futur de 2 236 \$)		(5 970)							(5 970)	-	(5 970)
Acquisitions d'entreprises									-	114 968	114 968
Réduction du capital sur les actions ordinaires		(202 294)		202 294					-	-	-
Perte nette							(503)		(503)	(601)	(1 104)
Autres éléments du résultat global								1	1	-	1
Résultat global							(503)	1	(502)	(601)	(1 103)
Paiement fondé sur des actions					256				256	-	256
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(20 418)		(20 418)	-	(20 418)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (y compris l'impôt sur le résultat de 130 \$)							(2 255)		(2 255)	-	(2 255)
Solde au 30 juin 2011	81 282	1	82 589	656 087	1 184	1 340	(211 471)	239	529 969	116 955	646 924

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.



# TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Notes	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
<b>Activités opérationnelles</b>			
Perte nette		(4 060)	(1 104)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		20 391	13 781
Amortissement des immobilisations incorporelles		10 775	9 135
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés		7 004	1 373
Intérêts compensatoires	7	3 356	4 765
Amortissement des frais de financement	7	308	103
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débiteures convertibles	7	758	347
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	7	353	58
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	7	115	–
Païement fondé sur des actions		222	256
Profit de change latent, montant net	8	–	(47)
Charge d'impôt différé		(1 298)	1 920
Incidence de la variation des taux de change		(12)	(33)
Intérêts sur la dette à long terme et les débiteures convertibles	7	27 853	18 918
Intérêts versés		(27 712)	(17 343)
Profit sur les contreparties conditionnelles	8	(358)	–
Charge (économie) d'impôt exigible		950	(991)
Impôt sur le résultat payé, montant net		(1 783)	(209)
		36 862	30 929
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel	11	(3 406)	(12 115)
		33 456	18 814
<b>Activités de financement</b>			
Dividendes versés sur les actions ordinaires	10	(23 572)	(17 264)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	10	(2 125)	(2 495)
Augmentation de la dette à long terme		88 752	56 000
Remboursement au titre de la dette à long terme		(31 362)	(17 924)
Païement des frais de financement différés		(326)	(88)
Émission de capital-actions		–	155 321
		31 367	173 550

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

# TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Notes	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
<b>Activités d'investissement</b>		
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	–	4 943
Acquisitions d'entreprises	–	(160 844)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(76 081)	(24 017)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(335)	(302)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(2 127)	(11 375)
Ajouts aux autres actifs non courants	(171)	(642)
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions	38 486	906
Produit de la cession d'immobilisations corporelles	7	–
Fonds nets prélevés de la réserve pour nivellement	–	494
Fonds nets prélevés de (investis dans) la réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne/solaire	2	(560)
Fonds nets prélevés sur la réserve pour travaux d'entretien majeurs	8	2
	(40 211)	(191 395)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	8	(36)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	24 620	933
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	35 279	42 116
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin</b>	<b>59 899</b>	<b>43 049</b>
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>		
Trésorerie	50 766	12 017
Placements à court terme	9 133	31 032
	59 899	43 049

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 11.

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

# NOTES ANNEXES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

---

## DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada). La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités principalement dans les secteurs de l'hydroélectricité, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire photovoltaïque. Le siège social de la Société est situé au 1111, rue St-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) J4K 5G4, Canada.

Les présents états financiers consolidés résumés non audités ont été approuvés par le conseil d'administration le 7 août 2012.

Les produits de la Société varient selon la saison et sont habituellement à leur niveau le plus bas au premier trimestre en raison des températures froides. Par conséquent, les résultats des périodes intermédiaires ne devraient pas être considérés comme représentatifs des résultats d'un exercice complet.

## 1. MODE DE PRÉSENTATION ET ÉNONCÉ DE CONFORMITÉ

Ces états financiers consolidés résumés ont été préparés au moyen des méthodes comptables conformes aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »), telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Les états financiers consolidés résumés sont conformes à IAS 34, *Information financière intermédiaire*. Les conventions et méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société. Toutefois, les présents états financiers consolidés résumés ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du dernier rapport annuel de la Société.

Les états financiers consolidés résumés ont été préparés selon la méthode du coût historique, sauf en ce qui concerne certains instruments financiers qui sont évalués à la juste valeur, tel qu'il est décrit dans les principales méthodes comptables.

## 2. CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES

### a) Futurs changements de méthodes comptables

#### *IAS 1 – Présentation des états financiers*

L'IASB a publié des modifications à IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin de séparer les autres éléments du résultat global qui sont reclassés dans le bénéfice de ceux qui ne le sont pas.

La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2012. La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle n'a aucune incidence sur le résultat de ses activités et sur sa situation financière.

## 3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

### a) Acquisition de Cloudworks Energy Inc.

L'évaluation finale de l'acquisition de Cloudworks Energy Inc. a été effectuée et aucun ajustement important à la répartition du prix d'achat n'a été requis depuis le dernier rapport annuel.

### b) Acquisition du projet d'énergie solaire Stardale

L'évaluation finale de l'acquisition du projet d'énergie solaire Stardale a été effectuée et aucun ajustement à la répartition du prix d'achat n'a été requis depuis le dernier rapport annuel.

# NOTES ANNEXES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## 4. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autres équipements	Total
<b>Coût</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	1 887	886 163	303 101	–	161 239	4 650	1 357 040
Ajouts	–	52	3 227	–	71 046	643	74 968
Transfert d'actifs lors de la mise en service	–	–	–	123 980	(123 980)	–	–
Cessions	–	–	–	–	–	(56)	(56)
Écarts de change, montant net	–	6	–	–	–	–	6
<b>Au 30 juin 2012</b>	<b>1 887</b>	<b>886 221</b>	<b>306 328</b>	<b>123 980</b>	<b>108 305</b>	<b>5 237</b>	<b>1 431 958</b>
<b>Amortissement cumulé</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	–	(63 803)	(31 918)	–	–	(1 485)	(97 206)
Amortissement	–	(11 563)	(7 259)	(990)	–	(579)	(20 391)
Cessions	–	–	–	–	–	45	45
Écarts de change, montant net	–	(2)	–	–	–	–	(2)
<b>Au 30 juin 2012</b>	<b>–</b>	<b>(75 368)</b>	<b>(39 177)</b>	<b>(990)</b>	<b>–</b>	<b>(2 019)</b>	<b>(117 554)</b>
<b>Valeur nette au 30 juin 2012</b>	<b>1 887</b>	<b>810 853</b>	<b>267 151</b>	<b>122 990</b>	<b>108 305</b>	<b>3 218</b>	<b>1 314 404</b>

La totalité des immobilisations corporelles sont données en garantie des financements de projet ou du financement de la Société.

Les immobilisations corporelles comprennent les frais de financement incorporés de 5 227 \$ au 30 juin 2012 (2 795 \$ au 31 décembre 2011), engagés avant l'utilisation ou la vente prévue de l'actif.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont incorporés intégralement à l'immobilisation corporelle concernée. Les frais de financement liés à un financement de la Société sont incorporés à la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée.

Le coût des parcs éoliens en construction a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 508 \$ (352 \$ au 31 décembre 2011).

# NOTES ANNEXES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## 5. DETTE À LONG TERME

### Glen Miller

Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a remboursé la totalité de l'emprunt à terme relatif à Glen Miller, d'un montant de 13 500 \$.

## 6. CHARGES OPÉRATIONNELLES

	Trimestre clos le 30 juin 2012	Trimestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
Salaires	722	686	1 369	1 046
Assurances	422	376	830	629
Exploitation et entretien	2 732	2 543	5 531	4 630
Impôts fonciers et redevances	2 654	2 077	4 524	3 164
	6 530	5 682	12 254	9 469

Les amortissements comptabilisés dans le compte de résultat sont principalement liés aux charges opérationnelles.

## 7. CHARGES FINANCIÈRES

	Trimestre clos le 30 juin 2012	Trimestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	14 095	12 184	27 853	18 918
Intérêts compensatoires	3 581	4 765	3 356	4 765
Amortissement des frais de financement	173	50	308	103
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	349	331	758	347
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	244	133	353	58
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	57	–	115	–
	18 499	17 463	32 743	24 191

## 8. AUTRES (PRODUITS) CHARGES, MONTANT NET

	Trimestre clos le 30 juin 2012	Trimestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
Coûts de transaction	95	452	95	1 563
Profit sur les contreparties éventuelles	–	–	(358)	–
Autres produits, montant net	(150)	(317)	(393)	(479)
Indemnisation pour perte de revenus	(770)	–	(770)	–
Profit de change net latent	–	(6)	–	(47)
	(825)	129	(1 426)	1 037

# NOTES ANNEXES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## 9. CALCUL DU BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

La perte nette de la Société est ajustée en fonction du dividende préférentiel sur les actions privilégiées de la façon suivante :

	Trimestre clos le 30 juin 2012	Trimestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(9 055)	(6 478)	(132)	(503)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 063)	(1 127)	(2 125)	(2 255)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(10 118)	(7 605)	(2 257)	(2 758)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	81 282	80 326	81 282	69 987
Perte nette de base, par action (en \$)	(0,12)	(0,09)	(0,03)	(0,04)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	81 282	80 326	81 282	69 987
Incidence des options sur actions dilutives (en milliers) a)	157	80	154	75
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	81 439	80 406	81 436	70 062
Perte nette diluée, par action (en \$) b)	(0,12)	(0,09)	(0,03)	(0,04)

a) Au cours de la période, 1 034 000 des 2 677 444 options sur actions (1 034 000 des 1 842 024 options sur actions au 30 juin 2011) et 7 558 684 actions susceptibles d'être émises à la conversion de débetures convertibles (même nombre au 30 juin 2011) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, car leur prix d'exercice était supérieur au cours du marché moyen des actions ordinaires au cours de la période.

b) Au cours de la période considérée par les états financiers, 1 643 444 options sur actions ont été exclues du calcul de la perte nette diluée par action, puisqu'elles étaient antidilutives en raison de la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

## 10. DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes versés par la Société au cours de l'exercice.

### Actions ordinaires

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action (\$)	Actions en circulation (en milliers)	Total du paiement
09/11/2011	30/12/2011	16/01/2012	0,1450	81 282	11 786
21/03/2012	30/03/2012	16/04/2012	0,1450	81 282	11 786
14/05/2012	29/06/2012	16/07/2012	0,1450	81 282	11 786
			0,4350		35 358

### Actions privilégiées

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action (\$)	Actions en circulation (en milliers)	Total du paiement
09/11/2011	30/12/2011	16/01/2012	0,3125	3 400	1 063
21/03/2012	30/03/2012	16/04/2012	0,3125	3 400	1 062
14/05/2012	29/06/2012	16/07/2012	0,3125	3 400	1 063
			0,9375		3 188

# NOTES ANNEXES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## 11. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

### a) Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel

	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
Débiteurs	(2 627)	(11 646)
Charges payées d'avance et autres	(24)	(2 653)
Créditeurs et charges à payer	(755)	2 184
	(3 406)	(12 115)

### b) Renseignements supplémentaires

	Semestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2011
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 2 175 \$ [820 \$ en 2011])	29 887	18 163
<i>Transactions hors trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(1 289)	16 675
Frais de développement impayés	26	(145)
Immobilisations incorporelles impayées	—	(5)
Actifs à long terme impayés	—	(50)
Frais de financement impayés	—	4

## 12. INFORMATION SECTORIELLE

### Secteurs géographiques

La Société possède 19 centrales hydroélectriques, cinq parcs éoliens et un parc solaire au Canada, et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les produits opérationnels générés par la centrale hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 1 125 \$ et 1 551 \$ (805 \$ et 1 167 \$ en 2011), soit un apport de 2,0 % et de 1,8 % pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (1,8 % pour les deux périodes en 2011) aux produits opérationnels consolidés de la Société pour ces périodes.

### Secteurs à présenter

La Société compte quatre secteurs à présenter : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne, c) la production solaire et d) l'aménagement des emplacements.

Par l'intermédiaire des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne et de la production solaire, la Société vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques, ses parcs éoliens et ses installations solaires à des sociétés de services publics. Par l'intermédiaire du secteur de l'aménagement des emplacements, elle analyse les emplacements potentiels et aménage des installations hydroélectriques, éoliennes et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans les principales méthodes comptables utilisées pour préparer les états financiers consolidés annuels audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. La Société évalue le rendement en fonction du résultat avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres (produits) charges, montant net, et perte nette latente sur instruments financiers dérivés. La Société comptabilise au coût les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à celui de la production hydroélectrique, de la production éolienne ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

Les activités des secteurs à présenter de la Société sont effectuées par des équipes distinctes, car chaque secteur nécessite des compétences particulières.

Le secteur de la production d'énergie solaire a été ajouté à la date du début de l'exploitation commerciale du parc solaire Stardale, le 15 mai 2012.

# NOTES ANNEXES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## 12. INFORMATION SECTORIELLE (suite)

Pour le trimestre clos le 30 juin 2012

Secteurs à présenter	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	43 619	9 034	3 394	–	56 047
Charges :					
Charges opérationnelles	4 721	1 768	41	–	6 530
Frais généraux et administratifs	1 517	589	29	539	2 674
Charges liées aux projets potentiels	–	–	–	647	647
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	37 381	6 677	3 324	(1 186)	46 196
Charges financières					18 499
Autres produits, montant net					(825)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					28 522
Amortissement des immobilisations corporelles					10 698
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 418
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					28 010
Perte avant impôt sur le résultat					(15 604)

Pour le trimestre clos le 30 juin 2011

Secteurs à présenter	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	37 395	6 450	–	43 845
Charges :				
Charges opérationnelles	4 517	1 165	–	5 682
Frais généraux et administratifs	1 218	422	1 203	2 843
Charges liées aux projets potentiels	–	–	702	702
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net, et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	31 660	4 863	(1 905)	34 618
Charges financières				17 463
Autres charges, montant net				129
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et perte nette latente sur instruments financiers dérivés				17 026
Amortissement des immobilisations corporelles				8 378
Amortissement des immobilisations incorporelles				5 273
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés				10 907
Perte avant impôt sur le résultat				(7 532)



# NOTES ANNEXES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## 12. INFORMATION SECTORIELLE (suite)

Pour le semestre clos le 30 juin 2012

Secteurs à présenter	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	60 342	21 068	3 394	–	84 804
Charges :					
Charges opérationnelles	8 506	3 707	41	–	12 254
Frais généraux et administratifs	2 898	1 385	29	1 429	5 741
Charges liées aux projets potentiels	–	–	–	1 730	1 730
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	48 938	15 976	3 324	(3 159)	65 079
Charges financières					32 743
Autres produits, montant net					(1 426)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					33 762
Amortissement des immobilisations corporelles					20 391
Amortissement des immobilisations incorporelles					10 775
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					7 004
Perte avant impôt sur le résultat					(4 408)
Au 30 juin 2012					
Goodwill	8 269				8 269
Total de l'actif	1 285 738	357 614	143 686	266 573	2 053 611
Total du passif	803 514	309 655	145 476	245 390	1 504 035
Acquisition d'immobilisations corporelles	52	3 227	–	71 689	74 968

# NOTES ANNEXES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## 12. INFORMATION SECTORIELLE (suite)

Pour le semestre clos le 30 juin 2011

Secteurs à présenter	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	49 223	15 438	–	64 661
Charges :				
Charges opérationnelles	6 898	2 571	–	9 469
Frais généraux et administratifs	2 064	956	1 821	4 841
Charges liées aux projets potentiels	–	–	1 009	1 009
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net, et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	40 261	11 911	(2 830)	49 342
Charges financières				24 191
Autres charges, montant net				1 037
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et perte nette latente sur instruments financiers dérivés				24 114
Amortissement des immobilisations corporelles				13 781
Amortissement des immobilisations incorporelles				9 135
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés				1 373
Perte avant impôt sur le résultat				(175)
Au 31 décembre 2011				
Goodwill	8 269	–	–	8 269
Total de l'actif	1 307 949	386 343	339 117	2 033 409
Total du passif	814 435	330 015	309 843	1 454 293
Acquisition d'immobilisations corporelles	1 305	484	192 396	194 185

## 13. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

### a) Dividendes sur les actions privilégiées de série A

Le 7 août 2012, la Société a déclaré un dividende de 0,3125 \$ par action privilégiée de série A, qui sera versé le 15 octobre 2012 aux porteurs d'actions privilégiées de série A inscrits à la fermeture des bureaux, le 28 septembre 2012.

### b) Dividendes sur les actions ordinaires

Le 7 août 2012, la Société a déclaré un dividende de 0,145 \$ par action ordinaire, qui sera versé le 15 octobre 2012 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux, le 28 septembre 2012.

### c) Conclusion du financement du projet Kwoiek Creek

Le 17 juillet 2012, la Société a annoncé que Kwoiek Creek Resources Limited Partnership avait conclu un financement de projet sans recours aux fins de la construction et d'un emprunt à terme de 168 500 \$ pour le projet Kwoiek Creek. Le prêt de construction portera intérêt à un taux fixe de 5,075 %; il sera ensuite converti en prêt à terme de 39 ans lors de la mise en service du projet et il sera amorti sur une période de 36 ans à compter de la troisième année.

# NOTES ANNEXES

(non audité)

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

---

## 13. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS (suite)

### d) Augmentation de la facilité de crédit rotatif à terme à 425 000 \$

Le 17 juillet 2012, la Société a annoncé qu'elle avait exercé en partie l'option accordéon sur sa facilité de crédit rotatif à terme, augmentant sa capacité d'emprunt de 350 000 \$ à 425 000 \$. Toutes les modalités du prêt demeurent inchangées, y compris l'échéance du mois d'août 2016.

### e) Entente de partenariat avec la Mi'gmawei Mawiomi

Le 20 juillet 2012, la Société et la Mi'gmawei Mawiomi (la Nation Mi'gmaq du Québec) ont annoncé qu'elles avaient conclu une entente de partenariat visant le développement, le financement, la construction et l'exploitation d'un parc éolien de 150 MW dans la péninsule gaspésienne, au Québec. Les deux partenaires comptent soumettre le projet dans le cadre du programme éolien autochtone de 250 MW, compris dans un appel d'offres prévoyant la mise en service de 700 MW d'énergie éolienne.

### f) Acquisition d'un projet éolien en Colombie-Britannique

Le 26 juillet 2012, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive avec Finavera Wind Energy visant l'acquisition de son projet de parc éolien Wildmare situé en Colombie-Britannique. Le coût d'achat de cet actif sera d'environ 22 000 \$. Toute l'électricité produite fera l'objet d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans avec BC Hydro, dont le prix d'achat sera rajusté annuellement en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation. Wildmare aura une puissance installée totale de l'ordre de 77 MW et une production annuelle moyenne estimée à 238 200 MWh.

### g) Acquisition d'une centrale hydroélectrique au Québec

Le 26 juillet 2012, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive avec le groupe de sociétés Hydromega Services Inc. (« Hydromega ») visant l'acquisition de sa participation de 70 % dans la centrale de Magpie située dans la MRC de Minganie, dans le nord-est du Québec. Le coût d'achat de cet actif sera de l'ordre de 30 500 \$, plus la prise en charge d'une dette à taux fixe liée au projet de l'ordre de 51 000 \$. Magpie est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 40,6 MW dont la production annuelle moyenne est de 185 000 MWh. Toute l'électricité produite fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans avec Hydro-Québec.

La Société a également signé une convention de dépôt, ainsi qu'une lettre d'intention avec Hydromega visant l'acquisition de sa participation dans six autres sites, y compris une centrale hydroélectrique de 30,5 MW située au Québec, quatre projets hydroélectriques en construction totalisant 22,0 MW situés en Ontario et un projet hydroélectrique en développement de 10,0 MW, également situé en Ontario.

### h) Placement privé d'actions ordinaires de 123 700 \$

Le 26 juillet 2012, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un placement privé avec la Caisse de dépôt et placement du Québec et un autre investisseur institutionnel visant l'émission d'un total de 12 040 499 actions ordinaires au prix de 10,27 \$ l'action, pour un produit brut de 123 700 \$. Cette somme servira à financer les acquisitions annoncées récemment par la Société, notamment les centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, le projet de parc éolien Wildmare et la centrale hydroélectrique Magpie.

### i) Mise en œuvre d'un régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »)

Le 26 juillet 2012, la Société a annoncé que son conseil d'administration avait récemment approuvé la mise en place d'un régime de réinvestissement de dividendes pour ses actionnaires. Le régime offrira aux actionnaires ordinaires admissibles l'occasion de réinvestir une partie ou la totalité des dividendes qu'ils reçoivent dans des actions supplémentaires de la Société, sans avoir à payer de frais, tels que des frais de courtage ou de service. Les actions seront achetées sur le marché libre ou au moyen de l'émission de nouvelles actions. D'autre part, le conseil d'administration a élu, et ce, jusqu'à nouvel ordre, que les actions achetées dans le cadre du régime proviendraient de l'émission de nouvelles actions et que leur prix d'achat ferait l'objet d'un escompte de 2,5 % pour les actionnaires participants.

L'adhésion au RRD de la Société débutera le 31 août 2012, sous réserve de l'approbation de la Bourse de Toronto.