

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.



RAPPORT TRIMESTRIEL 2012

**POUR LA PÉRIODE CLOSE LE
31 MARS 2012**

Les présents états financiers 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 la période de trois mois close le 31 mars 2012. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 14 mai 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 la période de trois mois close le 31 mars 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 ou le site Web de la Société à www.innergex.com.

Les états financiers consolidés résumés non audités contenus dans le présent rapport de gestion et les notes annexes pour la période de trois mois close le 31 mars 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 CIIF et des CPCI	3
Énoncés Prospectifs	4
Vue d'Ensemble	5
Stratégie de la Société	6
Mise à Jour Trimestrielle	7
Évènement Important Ayant une Incidence sur les Résultats d'Innergex au Premier Trimestre de 2012 par Rapport au Premier Trimestre de 2011	7
Projets en Développement	9
Projets Potentiels	10
Résultats Opérationnels	10
Liquidités et Ressources en Capital	14
Dividendes	15
Situation Financière	15
Information Sectorielle.....	18
Principales Estimations Comptables	20
Modifications de Conventions Comptables	20
Risques et Incertitudes.....	20
Renseignements Supplémentaires et Mises à Jour	21
Renseignements Financiers Trimestriels	21
Renseignements pour les Investisseurs.....	23

RAPPORT DE GESTION

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

ÉTABLISSEMENT ET MAINTIEN DES CIIF ET DES CPCI

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 la période de trois mois close le 31 mars 2012. Ils ont limité l'étendue de la conception par la Société des CPCI et des CIIF afin d'exclure les contrôles, les politiques et les procédures de Cloudworks Energy Inc. (« Cloudworks »). La conception et l'évaluation de l'efficacité du fonctionnement des CPCI et des CIIF de Cloudworks seront achevées avant la fin du prochain trimestre. L'information financière sommaire consolidée non auditée résumée de Cloudworks est présentée à la rubrique « Acquisition de Cloudworks Energy Inc. » du présent rapport de gestion. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 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 automatisé le 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)

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la Société, les rubriques du présent rapport de gestion peuvent contenir des énoncés prospectifs au sens des lois sur les valeurs mobilières (les « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs se reconnaissent généralement à l'emploi de termes tels que « fera », « prévoir », « 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. Ces énoncés prospectifs expriment, 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. Ils sont assujettis à des risques connus et inconnus, à des incertitudes et à 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 de tels énoncés prospectifs. 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, éoliens et solaires; 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'énergie; 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'énergie; 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 indemnité 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'énergie solaire photovoltaïque des centrales. Bien que la Société estime que les attentes suscitées par ces énoncés prospectifs sont basées sur des fondements et des hypothèses valables et raisonnables, il existe un risque que ces énoncés prospectifs se révèlent inexacts. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs, qu'ils soient écrits ou verbaux, imputables à la Société ou à une personne qui agit en son nom, sont expressément présentés sous réserve de ces avertissements. Les énoncés prospectifs aux présentes sont faits à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à les mettre à jour ni à les réviser pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs 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 :

- 25 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et novembre 2011, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 6,3 années. Elles vendent l'énergie produite en vertu de Contrats d'achat d'énergie (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 19,7 années;
- 10 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 quatre 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)



Énergie renouvelable.
Développement durable.

	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
Hydroélectricité			
Puissance brute :	368,3 MW	238,5 MW	993,8 MW
Puissance nette ¹ :	279,1 MW	175,9 MW	928,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	478,5 MW	135,6 MW	1923,9 MW
Puissance nette ¹ :	181,8 MW	54,5 MW	1856,9 MW
Solaire			
Puissance brute :	-	33,2 MW	59,0 MW
Puissance nette ¹ :	-	33,2 MW	59,0 MW
Total			
Puissance brute :	846,8 MW	407,3 MW	2 976,7 MW
Puissance nette ¹ :	460,9 MW	263,6 MW	2 843,9 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 ») et le BAIIA, défini comme étant le bénéfice avant intérêts, impôts, amortissements et autres éléments. 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. La Société croit également qu'ils facilitent 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 et des régimes de vent. Des débits d'eau ou des régimes de vent 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 et cinq parcs éoliens, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits opérationnels. De plus, compte tenu de la nature de la production issue des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant.

Énergie	PMLT ¹ (GWh et %) - Participation nette ²								
	Q1		Q2		Q3		Q4		Total
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
Total	402.8	19%	699.3	33%	540.0	25%	500.5	23%	2 142.4

1. Production moyenne à long terme.

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

MISE À JOUR TRIMESTRIELLE

Points saillants

Pour les périodes de trois mois closes le 31 mars	2012	2011
Production d'énergie (MWh)	327 508	240 180
Produits opérationnels	28 757	20 816
BAlIA	18 883	14 724
Bénéfice net	7 805	5 730
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 063
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11 786	8 632
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0.145	0.145

Au premier trimestre de 2012, l'augmentation de la production d'énergie, des produits opérationnels, du BAlIA, qui est décrit en détail dans le tableau sur les résultats opérationnels, et du bénéfice net est principalement attribuable à l'ajout des six centrales hydroélectriques au fil de l'eau obtenues durant l'acquisition de Cloudworks (les « Installations en exploitation de Harrison ») et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne Phase I aux 17 Installations en exploitation existantes. L'incidence des nouvelles installations a été partiellement contrebalancée par des débits d'eau inférieurs aux prévisions dans les centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique.

L'augmentation du bénéfice net est principalement attribuable au profit net latent sur instruments financiers dérivés. En excluant le profit net latent sur instruments financiers de 21,0 M\$ (9,5 M\$ en 2011) et la charge d'impôts différés afférente de 5,5 M\$ (2,6 M\$ en 2011), la perte nette pour le premier trimestre de 2012 aurait été de 7,7 M\$ (1,3 M\$ en 2011), résultant de l'augmentation des charges financières et de la charge d'amortissement liées à l'acquisition de Cloudworks.

ÉVÈNEMENT IMPORTANT AYANT UNE INCIDENCE SUR LES RÉSULTATS D'INNERGEX AU PREMIER TRIMESTRE DE 2012 PAR RAPPORT AU PREMIER TRIMESTRE DE 2011

Acquisition de Cloudworks Energy Inc.

Le 4 avril 2011, Innergex a annoncé qu'elle avait conclu l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation de Cloudworks Energy Inc. (l'« Acquisition de Cloudworks »). Le portefeuille d'actifs de Cloudworks se composait alors d'une participation de 50,01 % dans les Installations en exploitation de Harrison ayant une puissance installée brute totalisant 150 MW; de l'entière propriété de projets hydroélectriques au fil de l'eau au stade de développement, totalisant 75,6 MW, et faisant l'objet de CAÉ de 40 ans; et de l'entière propriété de projets hydroélectriques au fil de l'eau à divers stades de développement, dont la puissance installée potentielle totale est de plus de 800 MW. Au 4 avril 2011, les actifs de Cloudworks ont augmenté la puissance installée de la Société de 23 % (la faisant passer de 326 MW à 401 MW) et l'échéance restante moyenne pondérée des CAÉ d'Innergex de 21 à 25 ans environ (compte tenu des Projets en développement connexes).

La contrepartie versée aux termes de la convention d'achat d'actions s'est établie à 191 M\$ et a été financée au moyen d'un appel public à l'épargne de 166 M\$ et d'un placement privé d'actions ordinaires de 39 M\$.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour de plus amples renseignements au sujet de l'Acquisition de Cloudworks, veuillez vous reporter au « prospectus simplifié » daté du 25 février 2011 accessible sur le site Web d'Innergex à www.innergex.com et sur le site Web SEDAR à www.sedar.com.

Conformément aux IFRS, les résultats pour le trimestre clos le 31 mars 2012 tiennent compte de l'apport de Cloudworks. L'information financière sommaire non audité de Cloudworks incluse dans les états financiers consolidés résumés non audités de la Société au 31 mars 2012 est la suivante :

Sommaire des comptes consolidés de résultat et états consolidés du résultat global de Cloudworks

Pour la période de trois mois close le	31 mars 2012
Produits opérationnels	5 160
Frais opérationnels	1 465
Frais généraux et administratifs	349
Charges liées aux projets potentiels	325
BAIIA	3 021
Charges financières	5 782
Autres produits, montant net	(151)
Amortissement	4 605
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(1 370)
Charge d'impôt	(899)
Perte nette et résultat global	(4 946)
Perte nette et résultat global attribuables aux	
Propriétaires de la société mère	(1 834)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 112)
	(4 946)

Sommaire des états consolidés de la situation financière de Cloudworks

	31 mars 2012
Actif courant	52 243
Comptes de réserves	29 573
Autres actifs non courants	771 390
Total de l'actif	853 206
Passif courant	15 275
Passifs non courants	566 404
Total du passif	581 679
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	158 314
Participations ne donnant pas le contrôle	113 213
Capitaux propres	271 527
	853 206

Sommaire des tableaux consolidés des flux de trésorerie de Cloudworks

Pour la période de trois mois close le	31 mars 2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	(1 653)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 917)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	43 217
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	39 647

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

La Société compte actuellement 10 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 ¹	PMLT brute estimée (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés (M\$)	Au 31 mars 2012 (M\$)	Produits (M\$)	BAIIA (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Kwoiek Creek	50.0	49.9	Q4 2013	215.0	40	153.2	41.3	18.2	14.8
Northwest Stave River	100.0	17.5	Q4 2013	61.9	40	91.4	25.2	7.4	5.9
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Gros-Morne II	38.0	111.0	Q4 2012	341.1	20	68.0 ^{2,3}	11.9 ³	9.2 ³	8.1 ³
<i>SOLAIRE (Ontario)</i>									
Stardale	100.0	33.2MW _{DC}	Q2 2012	39.0	20	141.7	116.6	16.4	15.0

1. Mise en service commercial.

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

3. 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. Au premier trimestre de 2012, l'excavation de la centrale a été complétée et la construction des lignes de transport et l'excavation de la conduite forcée se poursuivaient. Les activités en cours comprennent également la conception de la prise d'eau et la construction des fondations de la centrale.

Northwest Stave River

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté au dernier trimestre de 2011. Comme prévu, les activités de construction ont été interrompues pendant l'hiver et ont repris au milieu d'avril 2012. Les activités en cours comprennent l'excavation de la centrale et de la conduite forcée.

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. À la fin de 2011, toutes les fondations étaient terminées, toutes les routes avaient été construites et la sous-station était mise sous tension. Comme prévu, les activités de construction ont été interrompues pour l'hiver et ont repris pendant la deuxième semaine de mai 2012. Innergex prévoit que Gros-Morne II sera terminé d'ici le 1^{er} décembre 2012.

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

Dans le tableau ci-dessus, les coûts d'origine, les produits et le BAIIA 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 31 mars 2012 est présenté en dollars courants. Le coût des éoliennes représentent environ 65 % des coûts totaux de 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.

SOLAIRE

Stardale

La construction du projet solaire PV Stardale (« Stardale ») a débuté en novembre 2010. Au 31 mars 2012, les modules PV étaient installés sur des supports et la préparation des activités de mise en service était en cours. La Société prévoit que Stardale sera en opération d'ici la fin de mai 2012.

RAPPORT DE GESTION

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

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 (M\$)	Au 31 mars 2012 (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>							
Boulder Creek	66.7	23.0	2015	85.7	40	84.2	0.3
Tretheway Creek	100.0	21.2	2015	81.9	40	91.5	13.8
North Creek	66.7	16.0	2016	59.7	40	72.0	0.2
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	26.2
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>							
Viger-Denonville	50.0	24.6	2013	67.6	20	36.6 ¹	0.9 ¹

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

HYDRO

Boulder Creek, North Creek, Upper Lillooet, 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 débiter les travaux de construction de tous les projets en 2013, à l'exception de North Creek où ils débiteront en 2014.

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. En date du présent rapport de gestion, le projet avait fait l'objet d'une décision finale favorable de la Commission de protection du territoire agricole.

PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de plus de 2 844 MW (puissance brute de 2 977 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.

En mars 2012, le gouvernement de l'Ontario a publié son rapport d'examen du Programme de TRG qui prévoit notamment des prix plus bas, des processus plus simples, des restrictions territoriales accrues et une participation plus grande des communautés et des autochtones. La Société estime que la plupart des projets déjà présentés aux termes du Programme de TRG demeurent viables.

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

RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

Les résultats opérationnels de la Société pour la période de trois mois close le 31 mars 2012 sont comparés aux résultats opérationnels de la période correspondante 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 et à chaque parc éolien. 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour les périodes de trois mois closes le 31 mars	2012				2011			
	Production	PMLT	Production en % de la PMLT	Prix moyen ¹	Production	PMLT	Production en % de la PMLT	Prix moyen ¹
	(MWh)	(MWh)		(\$/MWh)	(MWh)	(MWh)		(\$/MWh)
<i>HYDRO</i>								
Québec	67 205	63 317	106%	103.38	69 765	63 317	110%	100.49
Ontario	32 520	33 204	98%	77.73	32 564	33 204	98%	77.36
Colombie-Britannique	75 170	126 267	60%	93.02	28 466	41 241	69%	72.65
États-Unis	7 638	7 927	96%	55.72	6 333	7 927	80%	57.16
Total partiel	182 533	230 715	79%	91.85	137 128	145 689	94%	86.26
<i>ÉOLIEN</i>								
Québec	144 975	172 731	84%	83.02	103 052	111 967	92%	87.21
Total	327 508	403 446	81%	87.94	240 180	257 656	93%	86.67

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.

Les installations de la Société ont produit 328 GWh au premier trimestre de 2012, soit 19 % de moins que la moyenne à long terme de 403 GWh. Ce niveau de production est principalement attribuable aux faibles débits d'eau dans toutes les centrales de la Colombie-Britannique. Bien que des réparations aient été effectuées à la centrale Fitzsimmons Creek pendant cette période, les mauvaises conditions hydrologiques liées aux températures froides ont fait baisser la production. Un régime de vent inférieur à la moyenne à long terme a eu un effet négatif sur la production aux parcs éoliens L'Anse-à-Valleau, Carleton et Montagne Sèche. 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 Phase I (« Gros-Morne I ») pendant la première moitié du trimestre. La production a repris le 12 février 2012, le parc éolien ayant ainsi produit 49 % de sa moyenne à long terme. La production de la plupart des centrales hydroélectriques au Québec a été supérieure à la moyenne à long terme. Les centrales en Ontario et aux États-Unis ont toutes atteint au moins 95 % de leur moyenne à long terme, à l'exception de la centrale Umbata Falls qui a atteint 92% de sa moyenne à long terme.

La performance globale des installations de la Société au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2012 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique et éolienne.

Résultats financiers

Pour les périodes de trois mois closes le 31 mars	2012	2011
Produits opérationnels	28 757	20 816
Charges opérationnelles	5 724	3 787
Frais généraux et administratifs	3 067	1 998
Charges liées aux projets potentiels	1 083	307
BAIIA	18 883	14 724
Charges financières	14 244	6 728
Coûts de transaction	-	1 111
Profit sur les contreparties conditionnelles	(358)	-
Autres produits, montant net	(243)	(162)
Amortissement	15 050	9 265
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(21 006)	(9 534)
Profit net de change latent	-	(41)
Charge d'impôt	3 391	1 627
Bénéfice net	7 805	5 730
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	8 923	5 975
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 118)	(245)
	7 805	5 730

RAPPORT DE GESTION

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

Produits

La Société a enregistré des produits opérationnels de 28,8 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2012 (20,8 M\$ en 2011). Cette augmentation s'explique principalement par les produits supplémentaires découlant de l'Acquisition de Cloudworks (5,2 M\$) et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I (2,9 M\$).

Charges

Les charges opérationnelles sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de droits d'utilisation de l'eau, de redevances, de primes d'assurance, d'impôts fonciers et de frais d'entretien et de réparation.

Au premier trimestre de 2012, la Société a constaté des charges opérationnelles de 5,7 M\$ liées à l'exploitation des installations de production d'énergie (3,8 M\$ en 2011). Cette augmentation était prévue et est principalement attribuable à l'Acquisition de Cloudworks (1,5 M\$) et aux parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I (0,4 M\$), qui ont fait que la Société a exploité un plus grand nombre d'installations en 2012 par rapport à 2011.

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 3,1 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2012 (2,0 M\$ en 2011). Cette augmentation est attribuable principalement à l'Acquisition de Cloudworks.

Les charges liées aux Projets potentiels, qui comprennent les coûts liés au développement de ces projets, se sont chiffrées à 1,1 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2012 (0,3 M\$ 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 sur les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et la charge de désactualisation des contreparties conditionnelles.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, les charges financières ont totalisé 14,2 M\$ (6,7 M\$ en 2011). Cet écart est principalement attribuable à l'augmentation des charges financières de la dette à long terme découlant de l'Acquisition de Cloudworks (5,8 M\$) et aux prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif plus élevés par rapport à la même date en 2011. Cette facilité de crédit sert principalement au financement de la construction du projet Gros-Morne II et au financement temporaire de la construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River jusqu'à ce qu'un financement de projet permanent soit mis en place.

Au 31 mars 2012, 87 % 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 (100 % au 31 mars 2011). L'écart est attribuable à des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif 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. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par un swap couvrant le prêt à terme de Fitzsimmons Creek qui est entré en vigueur en janvier 2012.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,85 % au 31 mars 2012 (6,05 % au 31 mars 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 à terme de crédit rotatif après son refinancement au troisième trimestre de 2011 et des taux d'intérêt moins élevés liés aux dettes qui ne sont pas couvertes par des swaps. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les obligations assumées dans le cadre de l'Acquisition de Cloudworks. Voir la rubrique « Instruments financiers dérivés et gestion des risques » pour plus de détails.

Coûts de transaction

Les coûts de transaction comprennent les coûts engagés au titre des acquisitions.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2011, la Société avait engagé des coûts de transaction de 1,1 M\$ par suite de l'Acquisition de Cloudworks et de l'acquisition de Stardale. Pour la période correspondante de 2012, les coûts de transaction étaient nuls.

Amortissement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, la dotation aux amortissements a totalisé 15,1 M\$ (9,3 M\$ en 2011). L'augmentation est principalement attribuable à l'accroissement des actifs découlant de l'Acquisition de Cloudworks et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne I.

RAPPORT DE GESTION

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

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. Elle ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation.

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 quotidiennes des taux d'intérêt à long terme. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, la Société a enregistré un profit net latent de 21,0 M\$ sur instruments financiers dérivés, en raison principalement de la hausse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2011. Pour la période correspondante de 2011, Innergex avait enregistré un profit net latent de 9,5 M\$ sur instruments financiers dérivés en raison de la hausse des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2010.

Charge d'impôt

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,5 M\$ (économie de 1,1 M\$ en 2011) et une charge d'impôt différé de 2,9 M\$ (2,7 M\$ en 2011).

Bénéfice net (Perte nette)

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, la Société a enregistré un bénéfice net de 7,8 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,10 \$ par action). Pour la période correspondante de 2011, Innergex avait constaté un bénéfice net de 5,7 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,08 \$ par action). Les principaux éléments qui ont contribué à cette augmentation du bénéfice net sont présentés dans les deux tableaux suivants :

Item - Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA	4.2	Découle principalement de l'Acquisition de Cloudworks, Montagne Sèche et Gros-Morne I.
Coûts de transaction	(1.1)	Aucune acquisition au premier trimestre de 2012.
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	11.5	En raison principalement de la baisse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2011.

Item - Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	7.5	Découle principalement de l'Acquisition de Cloudworks.
Amortissement	5.8	Découle principalement de l'Acquisition de Cloudworks.
Charge d'impôt	1.8	Découle principalement des éléments ci-hauts mentionnés.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, le bénéfice net par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 81 282 460 et 81 432 823 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 dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant supérieur au prix de levée. Les débentures convertibles étaient 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 la période correspondante close le 31 mars 2011, le bénéfice net par action de base et dilué avait été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 59 532 606 et 59 604 321 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pendant la période considérée, 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; 808 024 options d'achat d'actions étaient dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant supérieur au prix de levée. Les débentures convertibles étaient également non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société étant inférieur au prix de conversion.

Au 31 mars 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 31 mars 2011, la Société avait un total de 59 532 606 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 actions privilégiées de série A, 17 750 000 reçus de souscription et 1 842 024 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 la période de trois mois close le 31 mars 2012, la Société a affecté une perte de 1,1 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (perte de 0,2 M\$ 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 la période de trois mois close le 31 mars 2012, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 9,6 M\$ (12,6 M\$ en 2011). Cette variation est principalement attribuable à une hausse de 8,3 M\$ des intérêts versés, partiellement contrebalancée par une augmentation de 4,2 M\$ du BAIIA et par une diminution de 1,1 M\$ des coûts de transaction. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement provient principalement de l'effet négatif d'une hausse des débiteurs et des charges payées d'avance et autres, découlant surtout de créances à recevoir au titre du remboursement de la sous-station de Gros-Morne I et II, comparativement à une diminution pendant la période correspondante de 2011 (8,3 M\$), et d'une diminution plus importante des créanciers et des charges à payer (9,6 M\$), en raison du nombre plus élevé de transactions impayées.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont atteint 24,2 M\$ (affectation de 10,7 M\$ en 2011). Ce montant traduit principalement une augmentation de la dette à long terme nette de 37,4 M\$ (remboursement net de 0,6 M\$ en 2011), partiellement contrebalancée par un montant de 12,8 M\$ en dividendes versés aux actionnaires ordinaires et privilégiés (10,1 M\$ en 2011).

Utilisation du produit du financement

Pour les périodes de trois mois closes le 31 mars	2012	2011
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	55 130	13 000
Ajouts aux immobilisations corporelles	(49 699)	(6 013)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(335)	(25)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(695)	(2 150)
Ajouts aux autres actifs non courants	(47)	(3 746)
Paieement des frais de financement différés	(264)	(51)
Remboursement au titre de la dette à long terme	(17 776)	(13 614)
Utilisation du produit du financement	(68 816)	(25 599)
Diminution du fonds de roulement	(13 686)	(12 599)

Pendant la période de trois mois close le 31 mars 2012, la Société a emprunté 55,1 M\$ et utilisé 13,7 M\$ de son fonds de roulement aux fins du paiement de la construction de Stardale et du projet Kwoiek Creek et du remboursement de la dette à long terme de Glen Miller. Pendant la période correspondante de 2011, la Société a emprunté 13 M\$ et a utilisé son fonds de roulement principalement pour des ajouts aux immobilisations corporelles, des ajouts aux frais de développement liés aux projets et à d'autres actifs non courants ainsi que pour le 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 la période de trois mois close le 31 mars 2012 se sont élevés à 4,6 M\$ (10,4 M\$ en 2011). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 49,7 M\$ (6,0 M\$ en 2011), les ajouts aux frais de développement liés aux projets un décaissement de 0,7 M\$ (2,2 M\$ en 2011) et les ajouts aux immobilisations incorporelles et aux autres actifs non courants un décaissement combiné de 0,4 M\$ (3,8 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 44,7 M\$ (néant en 2011) et les fonds nets prélevés des réserves à un encaissement de 1,5 M\$ (encaissement net de 1,6 M\$ en 2011).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, la Société a généré 29,2 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie (affecté 8,5 M\$ en 2011), en raison de ses activités opérationnelles, de financement et d'investissement.

Au 31 mars 2012, la Société détenait 64,5 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (33,6 M\$ au 31 mars 2011).

RAPPORT DE GESTION

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

DIVIDENDES

Pour les périodes de trois mois closes le 31 mars	2012	2011
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 063
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11 786	8 632
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0.145	0.145

Dividendes aux actionnaires privilégiés

Le 14 mai 2012, la Société a déclaré un dividende de 0,3125 \$ par Action privilégiée série A payable le 16 juillet 2012 aux actionnaires privilégiés de série A inscrits à la fermeture des bureaux le 29 juin 2012.

Dividendes aux actionnaires ordinaires

Le 14 mai 2012, la Société a déclaré un dividende de 0,1450 \$ par action ordinaire payable le 16 juillet 2012 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux le 29 juin 2012.

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 31 mars 2012, l'actif total de la Société s'établissait à 2 014 M\$ (2 033 M\$ au 31 décembre 2011). Cette diminution est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- 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 73,2 M\$, en raison principalement du versement des dividendes;
- les immobilisations incorporelles, qui ont diminué de 441,3 M\$ à 436,2 M\$ en raison de l'amortissement;
- les actifs d'impôt différé qui ont diminué de 24,5 M\$ à 7,9 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 3,5 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 un an.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- les débiteurs, qui ont augmenté de 36,9 M\$ à 42,5 M\$, comme l'explique la section « Fonds de roulement »; et
- les immobilisations corporelles, qui ont augmenté de 1 260 M\$ à 1 285 M\$ en raison principalement des Projets en développement en construction.

Fonds de roulement

Au 31 mars 2012, le fonds de roulement était positif de 45,6 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,59:1,00. 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 par rapport au trimestre précédent est principalement attribuable à la baisse nette de la trésorerie et de ses équivalents et des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions.

Compte tenu de ces ratios, la Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. La Société peut également utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif de 350,0 M\$ en cas de besoin. Au 31 mars 2012, 13,9 M\$ US et 195,8 M\$ avaient été prélevés sur cette facilité de crédit à titre d'avances de fonds et 26,2 M\$ avaient été affectés pour l'émission de lettres de crédit.

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 42,5 M\$ au 31 mars 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.

Les créiteurs et charges à payer ont diminué pour passer de 26,6 M\$ au 31 décembre 2011 à 23,6 M\$ au 31 mars 2012. La diminution découle principalement des intérêts à verser sur la dette prise en charge lors de l'Acquisition de Cloudworks.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif courant ont diminué pour passer de 20,3 M\$ au 31 décembre 2011 à 17,2 M\$ au 31 mars 2012, en raison principalement de la hausse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2011.

RAPPORT DE GESTION

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

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

Comptes de réserve

	31 mars 2012	31 décembre 2011
Réserve hydrologique / éolienne	37 625	39 045
Réserve pour réparations majeures	3 045	3 109
Total	40 670	42 154

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

- 1) La réserve hydrologique / éolienne, 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 ou des régimes de vent, 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 réparations majeures, 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 hydrologique / éolienne et de réserve pour réparations majeures 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, 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 moins 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 1 285 M\$ au 31 mars 2012, comparativement à 1 260 M\$ au 31 décembre 2011. Cette augmentation découle principalement de la construction des projets Kwoiek Creek, Northwest Stave River et Stardale, partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents CAÉ, permis et licences. Ils incluent aussi la garantie prolongée des turbines des parcs éoliens L'Anse-à-Valleau, Carleton, Montagne Sèche et Gros-Morne I. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 436,2 M\$ au 31 mars 2012, soit une diminution par rapport à 441,3 M\$ au 31 décembre 2011 qui découle de l'amortissement. À l'exception de 4,5 M\$ associés à la garantie prolongée relative 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.

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 31 mars 2012, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 98,8 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 31 mars 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 la période de trois mois close le 31 mars 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 31 mars 2012, la Société avait des charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme de 24,3 M\$ (41,3 M\$ au 31 décembre 2011). La diminution découle des prélèvements effectués aux termes du prêt à la construction de Stardale et des paiements effectués pour Montagne-Sèche et Gros-Morne I.

RAPPORT DE GESTION

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

Dettes à long terme

Au 31 mars 2012, la dette à long terme s'établissait à 1 087 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 aux termes de la facilité à terme de crédit rotatif, partiellement contrebalancés par le remboursement du prêt à terme de Glen Miller de 13,5 M\$ et des remboursements de la dette à long terme prévus de 4,3 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.

Débetures convertibles

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

Actions privilégiées

Il n'y a eu aucun changement important au premier 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 (420,9 M\$ et 239,5 M\$, respectivement). Au 31 mars 2012, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 522,1 M\$ et au montant de 79,5 M\$ au titre des débetures convertibles, signifient que 87 % 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.

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 70,0 M\$ au 31 mars 2012 (valeur négative de 91,4 M\$ au 31 décembre 2011). Cette variation favorable est attribuable à la hausse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2011.

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 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. 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 31 mars 2012, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 9,6 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Impôt différé

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à des actifs ou passifs d'impôt différé. Au 31 mars 2012, le passif net d'impôt différé de la Société se chiffrait à 118,9 M\$, comparativement à un passif net d'impôt différé de 116,0 M\$ au 31 décembre 2011. Cette hausse découle principalement du bénéfice net du premier trimestre de 2012.

Arrangements hors bilan

Au 31 mars 2012, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 32,8 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 26,2 M\$ ont été émis aux termes de sa facilité à terme de crédit rotatif et le reste, aux termes 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 31 mars 2012, les capitaux propres de la Société totalisaient 574,2 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 113,3 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, partiellement contrebalancés par le bénéfice net.

Obligations contractuelles

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

Éventualités

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

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 31 mars 2012, la Société exploitait 19 centrales hydroélectriques et cinq parcs éoliens au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits opérationnels de 0,4 M\$ (idem en 2011), ce qui représente un apport de 1,5 % (1,7 % en 2011) aux produits opérationnels consolidés de la Société pour cette période.

Secteurs à présenter

Au 31 mars 2012, la Société compte trois secteurs à présenter: la production hydroélectrique, la production éolienne et l'aménagement des emplacements.

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

Les conventions comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales conventions 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 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 celui de la production hydroélectrique ou de la production éolienne 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.

RAPPORT DE GESTION

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

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement d'emplacements	Total
Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012				
Production (MWh)	182 533	144 975	-	327 508
Produits opérationnels	16 723	12 034	-	28 757
Charges				
Charges opérationnelles	3 785	1 939	-	5 724
Frais généraux et administratifs	1 381	796	890	3 067
Charges liées aux projets potentiels	-	-	1 083	1 083
Bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	11 557	9 299	(1 973)	18 883
Pour la période de trois mois close le 31 mars 2011				
Production (MWh)	137 128	103 052	-	240 180
Produits opérationnels	11 828	8 988	-	20 816
Charges				
Charges opérationnelles	2 381	1 406	-	3 787
Frais généraux et administratifs	846	534	618	1 998
Charges liées aux projets potentiels	-	-	307	307
Bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	8 601	7 048	(925)	14 724
Au 31 mars 2012				
Goodwill	8 269	-	-	8 269
Total de l'actif	1 255 271	370 018	388 442	2 013 731
Total du passif	766 090	307 192	366 264	1 439 546
Ajouts aux immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice	17	2 643	32 332	34 992
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	349 831	290 027	1 454 293
Ajouts aux immobilisations corporelles depuis le début de l'année	1 305	484	192 396	194 185

Secteur de la production hydroélectrique

Pour les périodes de trois mois closes le 31 mars 2012 et le 31 mars 2011, le secteur de la production hydroélectrique a produit 21 % et 6 % de moins d'électricité que la moyenne à long terme, respectivement, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 16,7 M\$ et 11,8 M\$ respectivement. Le niveau de production au cours des deux périodes est principalement attribuable aux débits d'eau inférieurs aux prévisions pour les installations du secteur situées en Colombie-Britannique. L'augmentation des produits opérationnels s'explique surtout par les 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.

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

Le passif total s'est replié depuis le 31 décembre 2011 en raison principalement de la variation favorable de la valeur des Dérivés et du remboursement prévu de la dette à long terme.

RAPPORT DE GESTION

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

Secteur de la production éolienne

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, le secteur de la production éolienne a produit 14 % de moins d'électricité que la moyenne à long terme, en raison de l'interruption de la production au parc éolien Gros-Morne I pendant 42 jours et du régime de vent inférieur aux prévisions aux parcs éoliens L'Anse-À-Valleau, Carleton et Montagne Sèche, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 12,0 M\$. Sans tenir compte de la période pendant laquelle la production au parc éolien Gros-Morne I a été interrompue, le secteur de la production éolienne a produit 5 % de moins d'électricité que la moyenne à long terme. Pour la période correspondante de 2011, la production avait été inférieure de 8 % à la moyenne à long terme, en raison du régime de vent inférieur aux prévisions à tous les parcs éoliens, ce qui avait donné lieu à des produits opérationnels bruts de 9,0 M\$.

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

Le passif total s'est replié depuis le 31 décembre 2011 en raison principalement de la variation favorable de la valeur des Dérivés et du remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de l'aménagement d'emplacements

L'augmentation des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, comparativement à la même période en 2011, découle des Projets en développement acquis lors de l'Acquisition de Cloudworks.

L'augmentation de l'actif total depuis le 31 décembre 2011 découle principalement de la construction de Stardale et du projet Kwoiek Creek.

L'augmentation du passif total depuis le 31 décembre 2011 est principalement attribuable aux Projets en développement, particulièrement Stardale et les projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

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 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 CONVENTIONS 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 1^{er} juillet 2012. La Société ne s'attend pas à ce que cette norme ait une 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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 et sur celui de SEDAR à l'adresse 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.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011
Production (MWh)	327 508	403 920	666 009	595 317
Produits opérationnels	28.8	33.1	50.5	43.8
BAIIA	18.9	21.8	40.1	34.6
Profit net (perte nette) latent(e) sur instruments financiers dérivés	21.0	(19.6)	(40.5)	(10.9)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	8.9	(13.9)	(26.2)	(6.5)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action – de base et dilué(e))	0.10	(0.18)	(0.34)	(0.09)
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)	Périodes de trois mois closes le			
	31 mars 2011	31 déc. 2010	30 sept. 2010	30 juin 2010
Production (MWh)	240 180	343 754	356 262	369 753
Produits opérationnels	20.8	26.8	25.2	25.4
BAIIA	14.7	18.9	19.7	18.8
Profit net (perte nette) latent(e) sur instruments financiers dérivés	9.5	15.5	(20.1)	(14.1)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	6.0	14.9	(11.6)	(7.0)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action – de base et dilué(e))	0.08	0.23	(0.20)	(0.12)
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1.1	1.4	-	-
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	8.6	8.6	8.6	8.8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0.145	0.145	0.145	0.148

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 varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 74 % 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. 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 (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère et le bénéfice net (perte nette) par action attribuable aux propriétaires de la société mère reflètent cette saisonnalité propre aux installations hydroélectriques au fil de l'eau et aux parcs éoliens. 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 (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère et du bénéfice net (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 (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère et du bénéfice net (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 ou les charges financières.

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

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 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.
Développement durable.

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

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)

Pour les trimestres clos les	Notes	31 mars 2012	31 mars 2011
Produits			
Produits opérationnels		28 757	20 816
Charges			
Charges opérationnelles		5 724	3 787
Frais généraux et administratifs		3 067	1 998
Charges liées aux projets potentiels		1 083	307
Bénéfice avant intérêts, impôt sur le résultat, amortissements et autres éléments		18 883	14 724
Charges financières	5	14 244	6 728
Coûts de transaction		–	1 111
Profit sur les contreparties conditionnelles		(358)	–
Autres produits, montant net		(243)	(162)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et autres éléments		5 240	7 047
Amortissement des immobilisations corporelles		9 693	5 403
Amortissement des immobilisations incorporelles		5 357	3 862
Profit net latent sur instruments financiers dérivés		(21 006)	(9 534)
Profit de change latent, montant net		–	(41)
Bénéfice avant impôt sur le résultat		11 196	7 357
Charge (économie) d'impôt sur le résultat			
Exigible		472	(1 088)
Différé		2 919	2 715
		3 391	1 627
Bénéfice net		7 805	5 730
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère		8 923	5 975
Participations ne donnant pas le contrôle		(1 118)	(245)
		7 805	5 730
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	6	81 282	59 533
Bénéfice net de base, par action	6	0,10	0,08
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	6	81 433	59 604
Bénéfice net dilué, par action	6	0,10	0,08

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)

Pour les trimestres clos les	31 mars 2012	31 mars 2011
Bénéfice net	7 805	5 730
Autres éléments du résultat global		
Perte de change à la conversion d'une filiale étrangère autonome (y compris une économie d'impôt de 9 \$ – néant en 2011)	(62)	(85)
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 9 \$ – néant en 2011)	63	85
	1	–
Résultat global	7 806	5 730
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	8 924	5 975
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 118)	(245)
	7 806	5 730

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 31 mars 2012	Au 31 décembre 2011
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		64 521	35 279
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		8 698	53 415
Débiteurs		42 546	36 894
Actifs d'impôt		1 086	1 664
Instruments financiers dérivés		1 733	1 791
Charges payées d'avance et autres		4 379	4 074
		122 963	133 117
Comptes de réserve			
Comptes de réserve		40 670	42 154
Immobilisations corporelles	3	1 285 054	1 259 834
Immobilisations incorporelles		436 212	441 262
Frais de développement liés aux projets		98 794	98 042
Instruments financiers dérivés		7 870	8 248
Actifs d'impôt différé		10 397	24 485
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		3 502	17 998
		2 013 731	2 033 409
Passif			
Passif courant			
Dividendes à verser aux actionnaires		12 848	12 848
Créditeurs et charges à payer		23 578	26 616
Passifs d'impôt		1 399	2 835
Instruments financiers dérivés		17 196	20 287
Dette à long terme	4	21 337	19 475
Contreparties conditionnelles		983	983
		77 341	83 044
Retenues de garantie au titre de la construction			
Retenues de garantie au titre de la construction		4 379	2 081
Instruments financiers dérivés			
Instruments financiers dérivés		52 808	71 158
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme			
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		24 263	41 267
Dette à long terme	4	1 065 329	1 030 037
Composante passif des débentures convertibles			
Composante passif des débentures convertibles		79 530	79 490
Contreparties conditionnelles			
Contreparties conditionnelles		2 605	2 904
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations			
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		3 966	3 858
Passifs d'impôt différé			
Passifs d'impôt différé		129 325	140 454
		1 439 546	1 454 293
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires			
Capital attribuable aux actions ordinaires		1	1
Actions privilégiées			
Actions privilégiées		82 589	82 589
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires			
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		656 281	656 281
Paiement fondé sur des actions			
Paiement fondé sur des actions		1 473	1 361
Composante capitaux propres des débentures convertibles			
Composante capitaux propres des débentures convertibles		1 340	1 340
Déficit			
Déficit		(281 009)	(277 083)
Cumul des autres éléments du résultat global			
Cumul des autres éléments du résultat global		229	228
Capitaux propres attribuables aux propriétaires			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		460 904	464 717
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle		113 281	114 399
Total des capitaux propres			
Total des capitaux propres		574 185	579 116
		2 013 731	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 trimestre clos le 31 mars 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 ^{er} janvier 2012	81 282	1	82 589	656 281	1 361	1 340	(277 083)	228	464 717	114 399	579 116
Bénéfice net (perte nette)							8 923		8 923	(1 118)	7 805
Autres éléments du résultat global								1	1		1
Résultat global	-	-	-	-	-	-	8 923	1	8 924	(1 118)	7 806
Paiement fondé sur des actions					112				112		112
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(11 786)		(11 786)		(11 786)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(1 063)		(1 063)		(1 063)
Solde au 31 mars 2012	81 282	1	82 589	656 281	1 473	1 340	(281 009)	229	460 904	113 281	574 185

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 trimestre clos le 31 mars 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 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 ^{er} janvier 2011	59 533	5 720	82 589	453 793	928	1 340	(188 295)	238	356 313	2 588	358 901
Bénéfice net (perte nette)							5 975		5 975	(245)	5 730
Autres éléments du résultat global							-	-	-	-	-
Résultat global	-	-	-	-	-	-	5 975	-	5 975	(245)	5 730
Paiement fondé sur des actions					130				130		130
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(8 632)		(8 632)		(8 632)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(1 128)		(1 128)		(1 128)
Solde au 31 mars 2011	59 533	5 720	82 589	453 793	1 058	1 340	(192 080)	238	352 658	2 343	355 001

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)

Pour les trimestres clos les	Notes	31 mars 2012	31 mars 2011
Activités opérationnelles			
Bénéfice net		7 805	5 730
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		9 693	5 403
Amortissement des immobilisations incorporelles		5 357	3 862
Profit net latent sur instruments financiers dérivés		(21 006)	(9 534)
Intérêts compensatoires	5	(225)	–
Amortissement des frais de financement	5	135	53
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	5	409	16
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	5	109	(75)
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	5	58	–
Paiement fondé sur des actions		112	130
Profit de change latent, montant net		–	(41)
Charge d'impôt différé		2 919	2 715
Incidence de la variation des taux de change		(90)	(37)
Intérêt sur la dette à long terme et les débetures convertibles	5	13 758	6 734
Intérêt versé		(13 972)	(5 653)
Profit sur les contreparties conditionnelles		(358)	–
Charge (économie) d'impôt exigible		472	(1 088)
Impôt sur le résultat payé, montant net		(1 257)	(58)
		3 919	8 157
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel	8	5 691	4 449
		9 610	12 606
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(11 786)	(8 632)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(1 063)	(1 432)
Augmentation de la dette à long terme		55 130	13 000
Remboursement au titre de la dette à long terme		(17 776)	(13 614)
Paiement des frais de financement différés		(264)	(51)
		24 241	(10 729)

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)

Pour les trimestres clos les	Notes	31 mars 2012	31 mars 2011
Activités d'investissement			
Ajouts aux immobilisations corporelles		(49 699)	(6 013)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(335)	(25)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(695)	(2 150)
Ajouts aux autres actifs non courants		(47)	(3 746)
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		44 717	–
Fonds nets prélevés de la réserve pour nivellement		–	494
Fonds nets prélevés de la réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne		1 409	977
Fonds nets prélevés de la réserve pour travaux d'entretien majeurs		64	103
		(4 586)	(10 360)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(23)	(19)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		29 242	(8 502)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début		35 279	42 116
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin		64 521	33 614
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		51 826	13 843
Placements à court terme		12 695	19 771
		64 521	33 614

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 8.

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 14 mai 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.

Les présents états financiers ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS pour les états financiers annuels et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du dernier rapport annuel de la Société.

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^{er} juillet 2012. La Société ne prévoit pas que cette norme pourrait avoir une incidence sur le résultat de ses activités et sur sa situation financière.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installations en construction	Autres équipements	Total
Coût						
Au 1 ^{er} janvier 2012	1 887	886 163	303 101	161 239	4 650	1 357 040
Ajouts	–	17	2 643	32 152	180	34 992
Cessions	–	–	–	–	–	–
Écarts de change, montant net	(2)	(103)	–	–	–	(105)
Au 31 mars 2012	1 885	886 077	305 744	193 391	4 830	1 391 927
Amortissement cumulé						
Au 1 ^{er} janvier 2012	–	(63 803)	(31 918)	–	(1 485)	(97 206)
Amortissement	–	(5 781)	(3 633)	–	(279)	(9 693)
Cessions	–	–	–	–	–	–
Écarts de change, montant net	–	26	–	–	–	26
Au 31 mars 2012	–	(69 558)	(35 551)	–	(1 764)	(106 873)
Valeur nette au 31 mars 2012	1 885	816 519	270 193	193 391	3 066	1 285 054

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 4 127 \$ au 31 mars 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 352 \$ (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)

4. DETTE À LONG TERME

a) Glen Miller

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

5. CHARGES FINANCIÈRES

Pour les trimestres clos les	31 mars 2012	31 mars 2011
Intérêt sur la dette à long terme et les débetures convertibles	13 758	6 734
Intérêts compensatoires	(225)	–
Amortissement des frais de financement	135	53
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	409	16
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	109	(75)
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	58	–
	14 244	6 728

6. CALCUL DU BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

Le bénéfice net de la Société est ajusté en fonction du dividende préférentiel sur les actions privilégiées de la façon suivante :

Pour les trimestres clos les	31 mars 2012	31 mars 2011
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	8 923	5 975
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	(1 063)	(1 128)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	7 860	4 847
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	81 282	59 533
Bénéfice net de base par action (en \$)	0,10	0,08
<hr/>		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	81 282	59 533
Incidence des options sur actions dilutives (en milliers) a)	151	71
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	81 433	59 604
Bénéfice net dilué par action (en \$)	0,10	0,08

- 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 31 mars 2011) et 7 558 684 actions susceptibles d'être émises à la conversion de débetures convertibles (même nombre qu'au 31 mars 2011) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, car leur prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires au cours de la période.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

7. 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
			0,2900		23 572

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	1 063
			0,6250		2 126

8. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

Pour les trimestres clos les	31 mars 2012	31 mars 2011
Débiteurs	(5 073)	2 794
Charges payées d'avance et autres	(305)	175
Créditeurs et charges à payer	11 069	1 480
	5 691	4 449

b) Renseignements supplémentaires

Pour les trimestres clos les	31 mars 2012	31 mars 2011
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés 1 276 \$ (358 \$ en 2011))	15 248	6 011
<i>Transactions hors trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(14 707)	(4 456)
Frais de développement impayés	58	382
Immobilisations incorporelles impayées	–	171
Actifs à long terme impayés	–	(50)
Frais de financement impayés	–	16

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

9. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société possède 19 installations hydroélectriques, cinq parcs éoliens et une centrale solaire au Canada, et une installation hydroélectrique aux États-Unis. Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, les produits opérationnels générés par l'installation hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 426 \$ (362 \$ en 2011), soit un apport de 1,5 % (1,7 % en 2011) aux produits opérationnels consolidés de la Société pour ces périodes.

Secteurs à présenter

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

Par l'intermédiaire des secteurs de la production hydroélectrique et de la production éolienne, la Société vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques et ses parcs éoliens 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, des parcs éoliens et des installations 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 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 intérêts, impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments. 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 ou de la production éolienne 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.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

9. INFORMATION SECTORIELLE (SUITE)

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012				
Secteurs à présenter	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	16 723	12 034	–	28 757
Charges :				
Charges opérationnelles	3 785	1 939	–	5 724
Frais généraux et administratifs	1 381	796	890	3 067
Charges liées aux projets potentiels	–	–	1 083	1 083
Bénéfice avant intérêts, impôt sur le résultat, amortissements et autres éléments	11 557	9 299	(1 973)	18 883
Charges financières				14 244
Profit sur les contreparties conditionnelles				(358)
Autres produits, montant net				(243)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et autres éléments				5 240
Amortissement des immobilisations corporelles				9 693
Amortissement des immobilisations incorporelles				5 357
Profit net latent sur instruments financiers dérivés				(21 006)
Bénéfice avant impôt sur le résultat				11 196
Au 31 mars 2012				
Goodwill	8 269	–	–	8 269
Total de l'actif	1 255 271	370 018	388 442	2 013 731
Total du passif	766 090	307 192	366 264	1 439 546
Acquisition d'immobilisations corporelles	17	2 643	32 332	34 992

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

9. INFORMATION SECTORIELLE (SUITE)

Pour le trimestre clos le 31 mars 2011

Secteurs à présenter	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	11 828	8 988	–	20 816
Charges :				
Charges opérationnelles	2 381	1 406	–	3 787
Frais généraux et administratifs	846	534	618	1 998
Charges liées aux projets potentiels	–	–	307	307
Bénéfice avant intérêts, impôt sur le résultat, amortissements et autres éléments	8 601	7 048	(925)	14 724
Charges financières				6 728
Coûts de transaction				1 111
Autres produits, montant net				(162)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et autres éléments				7 047
Amortissement des immobilisations corporelles				5 403
Amortissement des immobilisations incorporelles				3 862
Profit net latent sur instruments financiers dérivés				(9 534)
Profit de change latent, montant net				(41)
Bénéfice avant impôt sur le résultat				7 357

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	349 831	290 027	1 454 293
Acquisition d'immobilisations corporelles	1 305	484	192 396	194 185

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

10. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

a) Dividendes sur les actions privilégiées de série A

Le 14 mai 2012, la Société a déclaré un dividende de 0,3125 \$ par action privilégiée de série A, qui sera versé le 16 juillet 2012 aux porteurs d'actions privilégiées de série A inscrits à la fermeture des bureaux, le 29 juin 2012.

b) Dividendes sur les actions ordinaires

Le 14 mai 2012, la Société a déclaré un dividende de 0,145 \$ par action ordinaire, qui sera versé le 16 juillet 2012 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux, le 29 juin 2012.