

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2013

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 JUIN 2013

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

INNERGEX

RAPPORT DE GESTION

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

INTRODUCTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats opérationnels, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 8 août 2013, 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 annexes et avec la *Revue financière au 31 décembre 2012*. 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 joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, ainsi que les données comparables de 2012, 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.

TABLES DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	3
Information prospective	3
Vue d'ensemble	5
Stratégie de la Société	6
Mise à jour trimestrielle	7
Projets en développement	9
Projets potentiels	11
Résultats opérationnels	12
Liquidités et ressources en capital	19
Dividendes	20
Situation financière	21
Information sectorielle	24
Renseignements financiers trimestriels	28
Principales estimations comptables	29
Modifications de méthodes comptables	29
Participations dans des coentreprises	31
Filiales non entièrement détenues ayant des participations ne donnant pas le contrôle	33
Événements postérieurs à la date de clôture	36
Renseignements supplémentaires et mises à jour	37
Renseignements pour les investisseurs	38

RAPPORT DE GESTION

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

ÉTABLISSEMENT ET MAINTIEN DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET DU CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

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 30 juin 2013. Durant la période de trois mois close le 30 juin 2013, 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.

INFORMATION PROSPECTIVE

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 de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). L'information et les énoncés autres que des faits historiques contenus dans le présent rapport de gestion constituent de l'information prospective. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « prévoit », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « budget », « planifié », « prévisions » ou encore d'expressions ou de termes analogues, y compris à la forme négative, indiquant que certains événements se produiront ou ne se produiront pas.

L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production prévue, les produits, les coûts des projets, le BAIIA ajusté ou les résultats projetés afin d'informer les investisseurs et les actionnaires de l'impact financier potentiel des projets en développement et de leur mise en service commercial, le cas échéant, des acquisitions récemment annoncées ou des résultats escomptés. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

RAPPORT DE GESTION

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

Cette information prospective exprime, en date du présent rapport de gestion, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs. Elle est assujettie 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, évoqués ou présentés par elle. 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 mettre en oeuvre sa stratégie; 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 et les dépassements de coûts dans la construction et la conception des projets; 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 l'exécution des projets et les pénalités qui s'y rattachent; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives régissant la dette actuelle et future; la déclaration de dividendes à la discrétion du conseil; l'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité; la capacité de maintenir en fonction le personnel de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; les relations avec les intervenants; l'approvisionnement en matériel; les modifications de la réglementation et de facteurs politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la dépendance envers les réseaux de transport; les redevances d'utilisation liées à l'eau et aux terrains; l'évaluation des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; la sécurité des barrages; les catastrophes naturelles et les cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; le caractère suffisant des garanties d'assurance; la possibilité que la notation de crédit ne reflète pas le rendement réel de la Société; les possibles responsabilités non divulguées liées aux acquisitions; l'intégration des installations et des projets acquis et devant être acquis; l'impossibilité de réaliser les avantages prévus des acquisitions; les fluctuations des produits tirés de la centrale Miller Creek compte tenu du prix au comptant de l'électricité; l'impossibilité de conclure une entente définitive et de réaliser l'acquisition des centrales hydroélectriques et des projets en développement d'Hydroméga; l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée et l'introduction à l'énergie solaire photovoltaïque des centrales. L'information prospective est fondée sur certaines attentes et hypothèses formulées par la Société, notamment les attentes et les hypothèses relatives à l'accessibilité aux ressources en capital; l'absence de l'exercice de tout droit de résiliation; les conditions économiques et financières; le succès obtenu dans le développement de nouvelles installations et la performance des installations en exploitation. Bien que la Société estime que les attentes et les hypothèses sur lesquelles se fonde l'information prospective sont raisonnables, le lecteur ne doit pas se fier indûment à cette information prospective, car aucune assurance ne peut être donnée qu'elle se révélera exacte. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective. L'information prospective, qu'elle soit écrite ou verbale, imputable à la Société ou à une personne qui agit en son nom, est expressément présentée sous réserve de cet avertissement. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à la mettre à jour ni à la 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

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable et ses actions sont inscrites à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C. 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 BB (élevé) 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'électricité :

- 29 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et novembre 2012, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,2 années. Elles vendent l'électricité produite en vertu de Contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 17,9 années;
- huit projets qui ont des dates prévues de mise en service commercial comprises entre 2013 et 2017 (les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour trois de ces projets et il est prévu que les travaux commenceront pour quatre autres projets en 2013; 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 ») (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.

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
Hydroélectricité			
Puissance brute :	449,1 MW	237,9 MW	1 000,0 MW
Puissance nette ¹ :	359,9 MW	177,4 MW	950,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	589,5 MW	174,6 MW	2 085,0 MW
Puissance nette ¹ :	224,0 MW	87,3 MW	1 910,0 MW
Solaire			
Puissance brute :	33,2 MW	-	40,0 MW
Puissance nette ¹ :	33,2 MW	-	40,0 MW
Total			
Puissance brute :	1 071,8 MW	412,5 MW	3 125,0 MW
Puissance nette ¹ :	617,1 MW	264,7 MW	2 900,0 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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 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'électricité générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh »), les produits opérationnels moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels (« BAIIA ajusté »). Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Les investisseurs sont avisés que ces mesures non conformes aux IFRS ne doivent pas être considérées comme un substitut au résultat net déterminé conformément aux IFRS. La Société croit que ces indicateurs constituent une information additionnelle importante puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur le niveau de sa production et sa capacité à générer des fonds en plus de faciliter les comparaisons entre les périodes.

Saisonnalité

La quantité d'électricité produite par les Installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des débits d'eau, des régimes de vent et un ensoleillement moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits opérationnels de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 23 centrales hydroélectriques localisées sur 20 bassins versants, cinq parcs éoliens et un parc solaire, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits opérationnels. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

Électricité	PMLT ¹ (GWh et %) - Participation nette ²								
	T1	T2	T3	T4	Total	T1	T2	T3	T4
HYDRO	249,4	14 %	630,0	36 %	506,7	29 %	359,7	21 %	1 745,8
ÉOLIEN	213,6	32 %	142,8	21 %	112,8	17 %	207,3	31 %	676,5
SOLAIRE ³	7,4	19 %	12,6	33 %	12,8	33 %	5,9	15 %	38,7
Total	470,4	19 %	785,4	32 %	632,3	26 %	572,9	23 %	2 461,0

1. Production moyenne à long terme en 2013 pour les installations en exploitation au 30 juin 2013.

2. La participation nette correspond à la quote-part de la production d'électricité totale attribuable à Innergex, y compris celle inscrite au moyen de la méthode de la mise en équivalence, selon le pourcentage de participation dans les installations.

3. La PMLT pour un parc solaire diminue avec le temps en raison de la dégradation prévue des panneaux.

Électricité	T1	T2	T3	T4	Total				
Magpie (hydro)	17,0	9 %	54,3	29 %	61,6	33 %	52,2	28 %	185,0

1. L'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie a été conclue le 25 juillet 2013. Se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » pour un complément d'information.

RAPPORT DE GESTION

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

MISE À JOUR TRIMESTRIELLE

Au cours du deuxième trimestre clos le 30 juin 2013, la production d'électricité a été légèrement supérieure à la moyenne à long terme. Par rapport au deuxième trimestre de 2012, les produits opérationnels ont augmenté de 16 % pour s'établir à 63,2 M\$ et le BAIIA ajusté a progressé de 15 % pour se chiffrer à 51,3 M\$, en raison principalement de l'ajout du parc solaire Stardale en mai 2012, de l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012 et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012. En excluant une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés et un profit net latent sur instruments financiers dérivés, le bénéfice net pour le trimestre se serait établi à 13,2 M\$, comparativement à 8,2 M\$ au cours de l'exercice précédent, et ce, pour les raisons mentionnées ci-dessus.

Points saillants

Pour les périodes closes les 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012	2013	2012
Production d'électricité (MWh)	792 542	694 662	1 178 711	1 013 996
Produits opérationnels	63 167	54 360	98 855	82 429
BAIIA ajusté	51 260	44 604	76 663	62 893
Bénéfice net (Perte nette)	31 039	(11 865)	30 861	(4 060)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	35 812	22 595	47 986	32 019
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1 782	1 063	3 828	2 125
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13 695	11 786	27 320	23 572
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,1450	0,1450	0,2900	0,2900

Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, l'augmentation de la production d'électricité, des produits opérationnels et du BAIIA ajusté, qui est décrit en détail dans le tableau sur les résultats financiers, est principalement attribuable à l'ajout du parc solaire Stardale en mai 2012, à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012 et à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012.

La comptabilisation d'un bénéfice net pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, par comparaison avec une perte nette pour les périodes correspondantes de 2012, est principalement attribuable aux raisons précitées et à un profit net latent sur instruments financiers dérivés, comparativement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés pour les mêmes périodes de l'exercice précédent. Le tableau suivant présente l'incidence sur le bénéfice net (la perte nette) d'une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés, ainsi que celle du profit net latent (de la perte nette latente) sur instruments financiers dérivés enregistré au deuxième trimestre de 2013 à la suite du règlement des contrats à terme sur obligations pour Northwest Stave River concurrentement à la clôture du financement à long terme de ce projet.

Pour les périodes closes les 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012	2013	2012
Bénéfice net (perte nette)	31 039	(11 865)	30 861	(4 060)
Moins : (Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(27 318)	27 105	(31 156)	7 006
Plus : Perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés	3 259	—	3 259	—
Plus (Moins) : Charge (économie) d'impôt différé liée à une perte nette réalisée et à une perte nette latente (un profit net latent) sur instruments financiers dérivés	6 255	(7 047)	7 253	(1 822)
	13 235	8 193	10 217	1 124

En excluant la perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés et le profit net latent sur instruments financiers dérivés, ainsi que la charge nette d'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 se serait établi à 13,2 M\$ (comparativement à un bénéfice net de 8,2 M\$ en 2012), tandis que le bénéfice net pour la période de six mois close le 30 juin 2013 se serait chiffré à 10,2 M\$ (comparativement à un bénéfice net de 1,1 M\$ en 2012). Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse du BAIIA ajusté pour les périodes de trois et six mois.

RAPPORT DE GESTION

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

Le partenaire d'Innergex se voit attribuer 150 MW pour un projet éolien

Le 10 mai 2013, les communautés Mi'gmaq du Québec, avec lesquelles la Société a une entente de partenariat, se sont vu attribuer 150 MW par le gouvernement du Québec pour un projet de parc éolien dans la péninsule gaspésienne. Veuillez vous reporter à Mesgi'g Ugju's'n (« MU ») sous la rubrique « Projets en développement » pour un complément d'information.

Le gouvernement du Québec annonce un approvisionnement de 800 MW d'énergie éolienne

Le 10 mai 2013, également, le gouvernement du Québec a annoncé l'approvisionnement de 800 MW pour de nouveaux projets éoliens. En plus des 150 MW attribués aux communautés Mi'gmaq, l'approvisionnement englobe également des appels d'offres de 450 MW ciblant des projets initiés par des communautés locales et des coopératives, en partenariat avec des promoteurs privés. Innergex a plusieurs projets éoliens au Québec qu'elle prévoit soumettre en vertu de ces appels d'offres. La Société attend de connaître les détails de l'annonce du gouvernement du Québec avant d'aller de l'avant.

Conclusion du financement du projet hydroélectrique Northwest Stave River

Le 23 mai 2013, la Société a conclu un financement sans recours de 72,0 M\$ pour un prêt de construction et un prêt à terme visant le projet hydroélectrique Northwest Stave River en construction en Colombie-Britannique. Le prêt de construction de 72,0 M\$ portera un taux d'intérêt fixe de 5,3 %; lors de la mise en service commercial du projet, il sera converti en un prêt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti sur une période de 35 ans, à compter de la sixième année. Ce financement a été conclu avec Industrielle Alliance, Assurance et services financiers inc., à titre d'agent et de prêteur principal, et comprend le Fonds de financement d'infrastructures par emprunt Stonebridge, à titre de prêteur.

Remplacement du programme de TRG pour les projets de grande envergure par un processus d'offre compétitif

Le 12 juin 2013, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il délaissera l'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable dans le cadre du Programme de tarifs de rachat garantis (« TRG ») pour les projets d'envergure. Il visera plutôt à le remplacer par un processus d'offre compétitif aux termes duquel il prévoit collaborer avec les municipalités et d'autres parties prenantes telles que les Premières Nations afin de tenir compte des besoins et des préoccupations des communautés locales dans l'attribution de projets d'énergie renouvelable futurs. Par conséquent, l'Office de l'électricité de l'Ontario mettra fin aux soumissions de projets de grande envergure dans le cadre du programme de TRG pour lesquels aucun contrat n'a été attribué. La Société a plusieurs Projets potentiels éoliens et solaires qu'elle continue de faire avancer en prévision des soumissions aux termes du processus d'offre compétitif futur.

Prolongement de la facilité à terme de crédit rotatif jusqu'en 2018

Le 17 juin 2013, la Société a prolongé sa facilité à terme de crédit rotatif de 425 M\$ avec une nouvelle durée de cinq ans venant à échéance en 2018. La facilité à terme de crédit rotatif sert d'une part à financer 13 des Installations en exploitation de la Société qui ne sont pas autrement grevées d'une dette, et d'autre part à fournir une source de capital souple pour financer la croissance de la Société. Les modalités demeurent inchangées et la flexibilité d'utilisation a été accrue. Le syndicat bancaire demeure lui aussi inchangé; il est composé de La Banque Toronto-Dominion à titre d'agent administratif et de prêteur, la Banque de Montréal à titre d'agent de syndication et de prêteur, ainsi que la Banque Canadienne Impériale de Commerce, la Caisse centrale Desjardins, la Banque Nationale du Canada, La Banque de Nouvelle-Écosse et la Banque Laurentienne du Canada, également à titre de prêteurs.

Refinancement du parc éolien Carleton

Le 26 juin 2013, la Société a conclu un financement de 52,8 M\$ pour un prêt à terme sans recours en vue de refinancer sa participation dans le parc éolien Carleton situé au Québec, au Canada. Le prêt à terme porte un taux d'intérêt fixe de 5,6 % (par l'entremise de swaps) et le principal sera amorti sur une durée d'environ 14 ans, soit un peu moins que la durée restante du premier contrat d'achat d'électricité du parc éolien. Le produit supplémentaire provenant du refinancement d'environ 11,7 M\$ a servi principalement à réduire les tirages sur la facilité à terme de crédit rotatif de la Société. Le montant plus élevé du refinancement résulte de la performance du parc éolien meilleure que prévu initialement par les prêteurs. Le nouveau financement, ainsi que l'entente de swap pour fixer le taux d'intérêt, sont accordés par les mêmes deux prêteurs que pour le financement initial, soit Sumitomo Mitsui Banking Corporation et Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ Canada.

RAPPORT DE GESTION

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

Exposition aux risques liés à la récente hausse des taux d'intérêt à long terme

La Société est exposée au risque de taux d'intérêt et de refinancement en raison de la nature à forte intensité de capital de ses activités. La récente hausse des taux d'intérêt à long terme a peu d'impact sur les résultats opérationnels actuels de la Société, car les dettes liées aux projets et la majorité de sa facilité à terme de crédit rotatif portent intérêt à des taux fixes et engendrent donc des frais d'intérêt fixes. De plus, les trois projets de la Société en construction (Kwoiek Creek, Northwest Stave River et Viger-Denonville) ont déjà un financement de projet en place portant intérêt à un taux fixe. En date du 30 juin 2013, 96 % des dettes de la Société comportaient un taux fixe ou étaient protégés contre les fluctuations des taux d'intérêt.

Toutefois, la Société a présentement cinq autres Projets en développement, pour lesquels aucun financement de projet n'a encore été mis en place. Comme par le passé, la Société cherchera à fixer les taux d'intérêt pour leur financement par l'entremise d'instruments financiers dérivés, et à entamer les négociations pour un financement de projet avec des prêteurs potentiels. En attendant, le taux de rendement sur ces projets pourrait être affecté par des taux d'intérêt plus élevés. Présentement, la Société estime que l'impact de la récente hausse des taux d'intérêt sur le taux de rendement des Projets en développement est modeste.

Les projets qui n'ont pas encore de contrat d'achat d'électricité tiendront compte d'hypothèses de taux d'intérêt plus élevés dans leur modélisation, auquel cas une hausse des taux d'intérêt est associée à la possibilité d'un prix de vente de l'électricité plus élevé.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

La Société compte actuellement huit projets (à l'exclusion de North Creek) qui devraient être mis en service commercial entre 2013 et 2017.

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, 1 ^{re} année	
						Estimés ² (M\$)	Au 30 juin 2013 (M\$)	Produits ² (M\$)	BAIIA ajusté ² (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Kwoiek Creek	50,0	49,9	T4 2013	215,0	40	153,2	136,3	18,2	14,8
Northwest Stave River	100,0	17,5	T4 2013	61,9	40	91,4	66,3	7,4	5,9
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Viger-Denonville	50,0	24,6	T4 2013	67,6	20	36,6 ³	17,3 ³	5,2 ³	4,2 ³

1. Mise en service commercial.

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

3. Correspondent à la participation de 50 % de la Société dans ce projet.

Hydroélectricité

Kwoiek Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté au dernier trimestre de 2011. En date du présent rapport de gestion, l'installation des turbines et des générateurs et l'installation de l'équipement dans le poste électrique étaient terminées, la construction de la ligne de transport était presque terminée et la construction de la prise d'eau, l'installation de la conduite forcée et le câblage de la centrale se poursuivaient. Les travaux de construction de cette installation progressent selon le calendrier et le budget.

RAPPORT DE GESTION

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

Northwest Stave River

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté au dernier trimestre de 2011. En date du présent rapport de gestion, la construction de la centrale, de la conduite forcée et de la ligne de transport était pratiquement terminée; les travaux de construction des installations civiles et hydromécaniques pour la prise d'eau devraient être achevés comme prévu à l'automne. La superstructure de la centrale est terminée et l'installation des turbines et de l'équipement de production d'électricité se poursuit. Les travaux de construction de cette centrale progressent selon le calendrier et le budget.

Énergie éolienne

Viger-Denonville

La construction de ce parc éolien a débuté durant le premier trimestre de 2013. Les activités en cours comprennent la construction des routes, le coulage du béton pour les fondations des turbines, la préparation des routes d'accès pour la livraison des turbines, l'excavation en vue de la mise en place du réseau collecteur et l'installation de l'équipement dans le poste électrique. Le 7 août 2013, Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« Viger-Denonville, s.e.c. ») a conclu un financement de projet à long terme sans recours de 61,7 M\$ pour ce projet. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » pour obtenir plus d'information. Les travaux de construction de ce parc éolien progressent selon le calendrier et le budget.

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 ¹ (M\$)	Au 30 juin 2013 (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>							
Boulder Creek	66,7	25,3	2015	92,5	40	116,9	4,3
Tretheway Creek	100,0	23,2	2015	81,9	40	108,5	16,0
North Creek ²	66,7	16,0	2016	59,7	40	72,0	0,2
Upper Lillooet	66,7	81,4	2016	334,0	40	317,6	13,7
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	191,8	28,4
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>							
Mesgi'g Ujju's'n (« MU »)	50,0	150,0	2016/17 ³	ÀC ³	ÀC ³	ÀC ³	0,1

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

2. Le 14 mars 2013, la Société a annoncé des changements à la configuration des projets hydroélectriques Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet, notamment l'annulation du projet North Creek, sous réserve du consentement de BC Hydro, lequel n'a pas encore été donné. Par ailleurs, la Société envisage la possibilité de poursuivre le développement du projet North Creek à titre de Projet potentiel.

3. À confirmer.

Hydroélectricité

Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet

Les projets Boulder Creek et Upper Lillooet ont obtenu leurs droits de propriété foncière et leur permis d'utilisation de l'eau du gouvernement provincial. La Société prévoit qu'elle aura obtenu tous les permis nécessaires pour ces projets vers la fin de l'été; elle pourra alors entreprendre les travaux de construction. De plus, les discussions avec BC Hydro se poursuivent en vue d'obtenir son consentement quant à la modification des CAÉ pour refléter l'augmentation de la puissance installée des projets Boulder Creek et Upper Lillooet et l'annulation du projet North Creek. La Société prévoit toujours de commencer les travaux de construction des projets Boulder Creek et Upper Lillooet en 2013.

RAPPORT DE GESTION

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

Tretheway Creek

Le projet a obtenu ses droits de propriété foncière et son permis d'utilisation de l'eau du gouvernement provincial. Les autres permis sont en voie d'être obtenus et aucun obstacle technique n'est en vue. La Société continue d'optimiser la conception du projet et de discuter des options en matière de prix et d'économies avec les entrepreneurs en travaux de génie civil, les fournisseurs de turbines et de générateurs et les entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport. La Société a demandé le consentement de BC Hydro afin d'accroître la puissance installée du projet. Elle prévoit de commencer les travaux de construction en 2013.

Big Silver Creek

Le projet a obtenu ses droits de propriété foncière et son permis d'utilisation de l'eau du gouvernement provincial. Les autres permis sont en voie d'être obtenus et aucun obstacle technique n'est en vue. La Société continue d'optimiser la conception du projet et de discuter des options en matière de prix et d'économies avec les entrepreneurs en travaux de génie civil, les fournisseurs de turbines et de générateurs et les entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport. Elle prévoit de commencer les travaux de construction en 2013.

Énergie éolienne

Mesgi'g Ugju's'n (« MU »)

Le 10 mai 2013, dans le cadre de l'annonce de l'approvisionnement de 800 MW pour de nouveaux projets d'énergie éolienne, le gouvernement du Québec a attribué 150 MW pour un nouveau projet éolien aux communautés Mi'gmaq du Québec, avec lesquelles Innergex a un partenariat. Les partenaires se partageront les distributions du projet dans des proportions variables, selon notamment leur investissement en capitaux propres initial. Au départ, la Société prévoit financer la majeure partie de l'investissement en capitaux propres requis pour ce projet; elle prévoit par conséquent recevoir environ 75 % des flux de trésorerie du projet au cours de la première année. Cependant, au cours des 15 premières années, le partenaire de la Société aura le droit d'accroître graduellement son investissement en capitaux propres jusqu'à concurrence de 65 % (au moyen de l'achat de parties des capitaux propres de la Société à un prix basé sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs selon un taux de rendement prédéterminé) et recevra par conséquent une part plus importante des flux de trésorerie. Quoi qu'il en soit, à compter de la seizième année, la Société recevra au moins 35 % et pas plus de 40 % des flux de trésorerie annuels tirés du projet, et ce, pour sa durée de vie restante. En date du présent rapport de gestion, les partenaires négociaient les modalités d'un contrat d'achat d'électricité à long terme avec Hydro-Québec Distribution, qu'ils prévoient signer bientôt. L'évaluation environnementale du projet est terminée et a été soumise au ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. Les partenaires prévoient entreprendre les travaux de construction en 2015 et mettre le projet en service commercial en 2016 ou en 2017.

PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de 2 900 MW (puissance brute de 3 125 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement. Certains Projets potentiels visent des AO ou des POS futurs précis, tandis que d'autres pourront faire l'objet d'AO futurs qui ne sont pas encore annoncés. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

La notice annuelle de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, déposée sur SEDAR à www.sedar.com, présente de l'information complémentaire au sujet des installations et des projets de la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

Au deuxième trimestre, la production d'électricité s'est établie à 103 % par rapport à la moyenne à long terme en raison de débits d'eau et d'un régime solaire supérieurs à la moyenne, alors que les régimes de vent ont été légèrement inférieurs aux prévisions. Pour la période de six mois, la production d'électricité s'est établie à 96 % de la moyenne à long terme, en raison de l'incidence, au premier trimestre, des faibles débits d'eau en Colombie-Britannique et aux États-Unis et des régimes de vent inférieurs à la moyenne, ainsi que des effets des chutes de neige exceptionnelles et des opérations de déneigement au parc solaire Stardale.

Les produits opérationnels et le BAIIA ajusté ont progressé respectivement de 16 % et 15 % pour la période de trois mois et de 20 % et 22 % pour la période de six mois closes le 30 juin 2013. Ces augmentations sont attribuables à la mise en service du parc solaire Stardale en mai 2012, à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012 et à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012.

Les résultats opérationnels de la Société pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013 sont comparés aux résultats opérationnels des périodes correspondantes en 2012.

Production d'électricité

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

Pour les périodes de trois mois closes le 30 juin	2013				2012			
	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)
<i>HYDRO</i>								
Québec	120 626	117 910	102 %	83,16	126 672	117 910	107 %	73,94
Ontario	23 386	20 805	112 %	65,73	15 154	19 300	79 %	65,34
Colombie-Britannique	475 580	455 841	104 %	71,10	409 214	409 074	100 %	74,41
États-Unis	19 402	16 956	114 %	63,45	18 945	16 956	112 %	59,38
Total partiel	638 994	611 512	104 %	72,94	569 985	563 240	101 %	73,57
<i>ÉOLIEN</i>								
Québec	140 551	142 805	98 %	78,96	110 873	115 929	96 %	81,48
<i>SOLAIRE</i>								
Ontario	12 997	12 644	103 %	420,00	13 804	12 797	108 %	245,90
Total	792 542	766 961	103 %	79,70	694 662	691 966	100 %	78,25

1. Par suite de l'application de la norme IFRS 11, les produits opérationnels de la centrale hydroélectrique Umbata Falls ne sont pas inclus dans ceux de la Société et, afin d'assurer la cohérence, sa production d'électricité a été exclue du tableau de production. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information au sujet des coentreprises de la Société.

2. 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.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2013, les installations de la Société ont produit 792,5 GWh, soit 103 % par rapport à la PMLT. Ce niveau de production est attribuable aux débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés géographiques, en particulier en Ontario et aux États-Unis, tandis que les régimes de vent ont été légèrement inférieurs aux prévisions pour tous les parcs éoliens, à l'exception de Gros-Morne, où la production a été supérieure à la moyenne. La production du parc solaire Stardale a été légèrement supérieure à sa PMLT.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour les périodes de six mois closes le 30 juin	2013				2012			
	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)
HYDRO								
Québec	191 312	181 227	106 %	92,82	193 876	181 227	107 %	84,15
Ontario	48 927	45 099	108 %	68,03	39 507	43 721	90 %	68,41
Colombie-Britannique	551 782	600 838	92 %	73,63	484 385	535 337	90 %	77,21
États-Unis	23 531	24 883	95 %	62,62	26 575	24 883	107 %	58,35
Total partiel	815 552	852 047	96 %	77,48	744 343	785 168	95 %	77,88
ÉOLIEN								
Québec	343 227	356 410	96 %	79,53	255 849	288 660	89 %	82,34
SOLAIRE								
Ontario	19 932	20 033	99 %	420,00	13 804	12 797	108 %	245,90
Total	1 178 711	1 228 490	96 %	83,87	1 013 996	1 086 625	93 %	81,29

1. Par suite de l'application de la norme IFRS 11, les produits opérationnels de la centrale hydroélectrique Umbata Falls ne sont pas inclus dans ceux de la Société et, afin d'assurer la cohérence, sa production d'électricité a été exclue du tableau de production. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information au sujet des coentreprises de la Société.

2. 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.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, les installations de la Société ont produit 1 178,7 GWh d'électricité, soit 96 % de la PMLT de 1 228,5 GWh. Les débits d'eau ont été inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et aux États-Unis et supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario pour le premier trimestre; par ailleurs, ils ont été supérieurs à la moyenne dans tous les marchés géographiques, en particulier en Ontario et aux États-Unis, au deuxième trimestre. Les régimes de vent ont été légèrement inférieurs aux prévisions à tous les parcs éoliens pendant les premiers six mois de l'exercice, à l'exception de Carleton, où la production a été supérieure à la moyenne. La production au parc solaire Stardale a été très proche de sa PMLT, la production supérieure à la moyenne au deuxième trimestre ayant contrebalancé la production inférieure aux prévisions en janvier, car les abondantes chutes de neige inhabituelles et les grands froids qui ont suivi ont ralenti les opérations de déneigement des panneaux solaires.

La performance globale des installations de la Société pour la période de six mois close le 30 juin 2013 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

RAPPORT DE GESTION

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

Résultats financiers

Pour les périodes closes les 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012	2013	2012
Produits opérationnels	63 167	54 360	98 855	82 429
Charges opérationnelles	8 259	6 470	14 717	12 134
Frais généraux et administratifs	2 924	2 639	5 926	5 672
Charges liées aux projets potentiels	724	647	1 549	1 730
BAlIA ajusté	51 260	44 604	76 663	62 893
Charges financières	18 826	18 194	31 778	32 130
Autres charges (produits), montant net	2 958	(822)	585	(1 421)
Amortissement	17 452	15 623	34 913	30 180
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises ¹	(3 832)	108	(3 706)	(594)
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(27 318)	27 105	(31 156)	7 006
Charge (économie) d'impôt	12 135	(3 739)	13 388	(348)
Bénéfice net (Perte nette)	31 039	(11 865)	30 861	(4 060)
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	28 302	(9 055)	31 099	(132)
Participations ne donnant pas le contrôle	2 737	(2 810)	(238)	(3 928)
	31 039	(11 865)	30 861	(4 060)
Bénéfice net (perte nette) de base, par action	0,28	(0,12)	0,29	(0,03)

1. Selon la norme IFRS 11, Umbata Falls et Viger-Denonville sont traités comme des coentreprises et, par conséquent, les participations de la Société dans ces projets doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Veuillez vous reporter aux rubriques « Changements de méthodes comptables ayant une incidence sur les résultats » et « Participations dans des coentreprises » pour obtenir plus d'information.

Produits

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, la Société a enregistré des produits opérationnels de 63,2 M\$, comparativement à 54,4 M\$ en 2012, soit une augmentation de 16 %. Pour les six premiers mois de 2013, la Société a enregistré des produits opérationnels de 98,9 M\$, comparativement à 82,4 M\$ en 2012, soit une augmentation de 20 %. Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, les augmentations s'expliquent principalement par les produits supplémentaires provenant du parc solaire Stardale (depuis mai 2012), l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne (depuis novembre 2012) et l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek (depuis octobre 2012).

Charges

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

Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, la Société a constaté des charges opérationnelles de 8,3 M\$ et 14,7 M\$ respectivement (6,5 M\$ et 12,1 M\$ respectivement en 2012). Ces augmentations, soit 28 % pour le deuxième trimestre et 21 % pour les six premiers mois de l'exercice, sont attribuables essentiellement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2013 par rapport à 2012, par suite de l'ajout du parc solaire Stardale, de l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek. Des travaux d'entretien et de réparation plus importants dans plusieurs des centrales hydroélectriques et parcs éoliens de la Société au deuxième trimestre expliquent également l'augmentation des charges opérationnelles.

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 2,9 M\$ et 5,9 M\$ respectivement pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013 (2,6 M\$ et 5,7 M\$ respectivement en 2012). Les augmentations de 11 % au deuxième trimestre et de 4 % au cours des six premiers mois de l'exercice reflètent la taille plus grande de la Société.

Les charges liées aux Projets potentiels, qui comprennent les coûts liés au développement des Projets potentiels, ont totalisé 0,7 M\$ et 1,5 M\$ respectivement pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013 (0,6 M\$ et 1,7 M\$ respectivement en 2012).

RAPPORT DE GESTION

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

Charges financières

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

Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, les charges financières ont totalisé 18,8 M\$ et 31,8 M\$ respectivement (18,2 M\$ et 32,1 M\$ respectivement en 2012). Les charges financières sont demeurées relativement stables en raison principalement des niveaux d'endettement stationnaires, à l'exception de l'ajout du financement des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River, pour lesquels les charges d'intérêts sont capitalisées jusqu'à ce que les projets atteignent la mise en service commerciale, et du niveau de refinancement plus élevé pour le parc éolien Carleton, qui a été comptabilisé à la fin du deuxième trimestre. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2013 également, la hausse des intérêts sur le financement pour Stardale a été contrebalancée par la diminution des charges d'intérêts (ou intérêts compensatoires au titre de l'inflation négatifs) sur les obligations à rendement réel en raison de la déflation.

Au 30 juin 2013, 96 % 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 (85 % au 30 juin 2012). L'écart est attribuable aux swaps de taux d'intérêt pour Stardale, qui sont entrés en vigueur à la fin du troisième trimestre de 2012.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,61 % au 30 juin 2013 (5,65 % au 30 juin 2012). Cette diminution résulte principalement de la baisse des taux des intérêts compensatoires au titre de l'inflation liés aux obligations à rendement réel faisant suite au taux d'inflation moins élevé au premier trimestre de 2013, à l'ajout du prêt pour Kwoiek Creek, qui porte un taux d'intérêt fixe peu élevé de 5,075 %, et à l'ajout du prêt pour Northwest Stave River, qui porte un taux d'intérêt fixe peu élevé de 5,3 %. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par le taux d'intérêt global plus élevé pour le prêt de Stardale, soit 5,79 %, lequel est maintenant couvert par un swap de taux d'intérêt depuis septembre 2012, et par le refinancement du prêt pour Carleton à un taux d'intérêt global effectif plus élevé de 5,6 % (contre 4,84 % auparavant) qui a été couvert par un swap de taux d'intérêt depuis novembre 2008. Veuillez vous reporter à la rubrique « Instruments financiers dérivés et gestion des risques » pour obtenir plus d'information.

Autres (produits) charges, montant net

Le montant net des autres (produits) charges comprend les coûts de transaction, la perte de change réalisée, la perte réalisée sur les instruments financiers dérivés, le profit sur les contreparties conditionnelles, l'indemnisation d'un entrepreneur, le règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition et le montant net des autres produits.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, le montant net des autres charges a totalisé 3,0 M\$ (montant net des autres produits de 0,8 M\$ en 2012), en raison principalement d'une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés de 3,3 M\$ liée au règlement des contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River concurrentement à la clôture du financement à long terme pour ce projet; cette perte découle de la baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (septembre 2011) et la date de règlement (juin 2013) et est compensée par le faible taux fixe du prêt à terme de 40 ans pour Northwest Stave River. Cette perte a été partiellement contrebalancée par les produits d'intérêts de 0,7 M\$ sur les comptes de réserve et le dépôt de 25,0 M\$ relatif à l'acquisition potentielle d'actifs d'Hydroméga.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, le montant net des autres charges a totalisé 0,6 M\$ (montant net des autres produits de 1,4 M\$ en 2012), en raison principalement de la perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés de 3,3 M\$, contrebalancée par un règlement de réclamations de 2,0 M\$ reçu relativement à une acquisition au premier trimestre et des produits d'intérêts de 1,3 M\$ sur les comptes de réserve et le dépôt de 25,0 M\$ relatif à l'acquisition potentielle d'actifs d'Hydroméga.

Amortissement

Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, la dotation aux amortissements a totalisé 17,5 M\$ (15,6 M\$ en 2012). L'augmentation est attribuable principalement à l'accroissement des actifs découlant de l'ajout du parc solaire Stardale, des turbines supplémentaires installées au parc éolien Gros-Morne et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

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

Comme plusieurs swaps de taux d'intérêt sont conclus pour une période égale à la période d'amortissement de la dette sous-jacente, qui peut atteindre 30 ans, la juste valeur de marché d'un Dérivé peut être très sensible aux variations trimestrielles des taux d'intérêt à long terme.

Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 27,3 M\$ et 31,2 M\$ respectivement, en raison principalement de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. Pour les périodes correspondantes de 2012, Innergex avait comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 27,1 M\$ et 7,0 M\$ respectivement découlant de la baisse des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2011.

Au deuxième trimestre de 2013, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River en même temps que la clôture du financement à long terme à taux fixe de ce projet, ce qui a donné lieu à une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés de 3,3 M\$; cette perte découle de la baisse des taux d'intérêt de référence entre la date où les contrats à terme sur obligations ont été conclus (septembre 2011) et la date de règlement (juin 2013), et elle est compensée par le faible taux fixe du prêt à terme de 40 ans pour Northwest Stave River.

Le 7 août 2013, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé les contrats à terme sur obligations en même temps que la clôture du financement à long terme de ce projet, ce qui donnera lieu à la comptabilisation par Viger-Denonville, s.e.c. d'un profit réalisé sur instruments financiers dérivés de 2,2 M\$ au troisième trimestre. Ce profit découle de la hausse des taux d'intérêt de référence entre la date où les contrats à terme sur obligations ont été conclus (décembre 2012) et la date de règlement (août 2013) et contrebalance le taux d'intérêt fixe plus élevé du prêt à terme de 18 ans pour Viger-Denonville. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » pour obtenir plus d'information.

En date du présent rapport de gestion, la Société n'a pas d'autres instruments financiers dérivés en cours qu'elle prévoit régler en même temps que la clôture du financement à long terme de projets et qui pourraient donner lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. Cependant, au cours des prochains mois, la Société prévoit conclure des instruments financiers dérivés afin de fixer le taux d'intérêt pour le financement futur des projets Upper Lillooet, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek; à la clôture de chaque financement à long terme à taux fixe ou au moyen de swaps de taux d'intérêt, la Société réglera les instruments financiers dérivés correspondants, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. De plus, tout profit ou toute perte réalisé sur le règlement ultérieur d'instruments financiers dérivés de change liés à Viger-Denonville, s.e.c. sera comptabilisé au niveau de la coentreprise.

Charge d'impôt

Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,9 M\$ et 1,7 M\$ respectivement (charge de 0,5 M\$ et 1,0 M\$ respectivement en 2012) et une charge d'impôt différé de 11,3 M\$ et 11,7 M\$ respectivement (économie de 4,2 M\$ et 1,3 M\$ respectivement en 2012). L'écart au titre de la charge d'impôt différé s'explique principalement par le profit net latent sur instruments financiers dérivés comptabilisé au deuxième trimestre de 2013, comparativement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés comptabilisée au deuxième trimestre de 2012.

RAPPORT DE GESTION

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

Bénéfice net (Perte nette)

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, la Société a enregistré un bénéfice net de 31,0 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,28 \$ par action). Pour la période correspondante de 2012, Innergex avait constaté une perte nette de 11,9 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,12 \$ par action). Les principaux éléments qui ont contribué au bénéfice net au deuxième trimestre de 2013, comparativement à une perte nette pour la période correspondante en 2012, sont présentés dans les deux tableaux suivants :

Éléments principaux - Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	6 656	En raison principalement de l'ajout de Stardale, de l'accroissement de la capacité à Gros-Morne et des acquisitions de Brown Lake et Miller Creek.
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	54 423	En raison principalement d'une hausse des taux d'intérêt de référence au deuxième trimestre de 2013 et d'une diminution des taux d'intérêt de référence au deuxième trimestre de 2012.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Amortissement	1 829	En raison principalement de l'accroissement des actifs découlant de l'ajout de Stardale, des turbines supplémentaires à Gros-Morne et des acquisitions de Brown Lake et Miller Creek.
Autres charges (produits), montant net	3 780	En raison principalement de la perte nette réalisée de 3,3 M\$ sur instruments financiers dérivés en 2013 et de la compensation de 0,8 M\$ pour la perte de produits reçue en 2012.
Charge d'impôt	15 874	En raison d'une variation positive du bénéfice net, qui découle principalement d'un profit net latent sur instruments financiers dérivés comptabilisé en 2013, comparativement à une perte nette latente en 2012.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la Société a enregistré un bénéfice net de 30,9 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,29 \$ par action). Pour la période correspondante de 2012, Innergex avait constaté une perte nette de 4,1 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,03 \$ par action). Les principaux éléments qui ont contribué au bénéfice net pour les premiers six mois de 2013, comparativement à une perte nette pour la période correspondante en 2012, sont présentés dans les deux tableaux suivants :

Éléments principaux - Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	13 770	En raison principalement de l'ajout de Stardale, de l'accroissement de la capacité à Gros-Morne et des acquisitions de Brown Lake et Miller Creek.
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	38 162	En raison principalement d'une hausse des taux d'intérêt de référence au cours des six premiers mois de 2013 et d'une diminution des taux d'intérêt de référence au cours des six premiers mois de 2012.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Autres charges, montant net	2 006	En raison principalement de la perte nette réalisée de 3,3 M\$ sur instruments financiers dérivés en 2013, que compense en partie un règlement de 2,0 M\$ de réclamations reçu en 2013.
Amortissement	4 733	En raison principalement de l'accroissement des actifs découlant de l'ajout de Stardale, des turbines supplémentaires à Gros-Morne et des acquisitions de Brown Lake et Miller Creek.
Charge d'impôt	13 736	En raison d'une variation positive du bénéfice net, qui découle principalement d'un profit net latent sur instruments financiers dérivés comptabilisé en 2013, comparativement à une perte nette latente en 2012.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 94 369 675 et 94 432 665 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 94 142 792 et 94 219 338 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, 2 073 420 et 1 263 000 options sur actions, respectivement étaient non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant inférieur 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 auraient pu être émises lors de la conversion des Débentures convertibles.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 81 282 460 et 81 439 011 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pour la période de six mois close le 30 juin 2012, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 81 282 460 et 81 436 155 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pendant ces périodes, 1 034 000 options sur actions étaient non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société étant inférieur au prix de levée. Les 1 643 444 options sur actions restantes étaient anti dilutives dans le calcul du résultat par action, malgré le fait que le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché était supérieur au prix de levée, la Société ayant comptabilisé une perte nette pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2012. 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 auraient pu être émises lors de la conversion des Débentures convertibles.

Au 30 juin 2013, la Société avait un total de 94 449 724 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 2 736 684 options sur actions en circulation. Au 30 juin 2012, la Société avait un total de 81 282 460 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A et 2 677 444 options sur actions en circulation.

En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 95 014 255 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 2 736 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 juin 2013 est attribuable au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

Participations ne donnant pas le contrôle

Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, la Société a affecté des bénéfices de 2,7 M\$ et des pertes de 0,2 M\$, respectivement, aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 2,8 M\$ et 3,9 M\$ respectivement en 2012). Ces participations sont liées principalement aux six centrales hydroélectriques (« Centrales en exploitation de Harrison ») acquises dans le cadre de l'acquisition de Cloudworks Energy Inc., à l'Installation en exploitation Fitzsimmons Creek et au Projet en développement Kwoiek Creek. Veuillez vous reporter à la rubrique « Filiales qui ne sont pas entièrement détenues » pour obtenir plus d'information.

RAPPORT DE GESTION

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

LIQUIDITÉ ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 48,0 M\$, comparativement à 32,0 M\$ pour la même période en 2012. Au cours de cette période, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 16,9 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 78,4 M\$, aux fins principalement du paiement des travaux de construction pour trois projets devant être mis en service commercial plus tard cette année. La différence entre les entrées provenant des activités de financement et les sorties provenant des activités d'investissement est attribuable principalement au financement préalable par la Société de ses dépenses en immobilisations au cours de trimestres précédents. Au 30 juin 2013, la Société détenait 36,1 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 58,6 M\$ au 30 juin 2012.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 48,0 M\$ (32,0 M\$ en 2012). Cet écart est principalement attribuable à une augmentation de 13,8 M\$ du BAIIA ajusté et à une variation nette positive de 3,6 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont totalisé 16,9 M\$ (flux de trésorerie provenant des activités de financement de 31,6 M\$ en 2012). Ce montant traduit principalement une augmentation nette moins importante de la dette à long terme (augmentation nette de la dette à long terme de 39,9 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2013, par rapport à une augmentation nette de 57,3 M\$ pour la même période en 2012), partiellement contrebalancée par une diminution nette de 3,1 M\$ des dividendes versés aux actionnaires ordinaires et privilégiés. La diminution du montant total des dividendes versés aux actionnaires ordinaires découle de la mise en oeuvre du régime de réinvestissement de dividendes en août 2012, tandis que les dividendes versés aux actionnaires privilégiés ont augmenté par suite de l'émission des Actions privilégiées de série C en décembre 2012.

Utilisation du produit du financement

Pour les périodes de six mois closes les 30 juin	2013	2012
Produit de l'émission de dettes à long terme	121 414	88 752
Remboursement au titre de la dette à long terme	(78 767)	(31 120)
Paiement des frais de financement différés	(2 746)	(326)
Paiement des frais d'émission des Actions privilégiées de série C	(353)	
Fonds nets (investis dans les) prélevés des réserves	(73)	201
Ajouts aux immobilisations corporelles	(51 811)	(76 081)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(28)	(335)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(10 229)	(1 936)
Participations dans des coentreprises	(5 484)	(100)
Prêts à des entités liées	(13 452)	—
Ajouts aux autres actifs non courants	(186)	(171)
Utilisation du produit du financement	(163 129)	(109 868)
Diminution du fonds de roulement	(41 715)	(21 116)

RAPPORT DE GESTION

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

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la Société a emprunté 121,4 M\$ et utilisé 41,7 M\$ de son fonds de roulement aux fins du paiement de la construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River, du développement préconstruction des projets Upper Lillooet, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek, du paiement d'avances en espèces et d'un investissement en capitaux propres dans la coentreprise Viger-Denonville, du remboursement des dettes à long terme et de la réduction des prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif. Pendant la période correspondante de 2012, la Société avait emprunté 88,8 M\$ et utilisé 21,7 M\$ de son fonds de roulement aux fins du paiement de la construction des projets Kwoiek Creek, Northwest Stave River et Gros-Morne, de la construction du projet Stardale et du remboursement de la dette à long terme de Glen Miller.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 78,4 M\$ (39,9 M\$ en 2012). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 51,8 M\$ (décaissement de 76,1 M\$ en 2012), les avances en espèces à la coentreprise Viger-Denonville sous forme d'un prêt à une entité liée ont représenté un décaissement de 13,5 M\$ (néant en 2012), un investissement en capitaux propres dans la coentreprise Viger-Denonville a représenté un décaissement de 5,5 M\$ et les ajouts aux frais de développement liés aux projets un décaissement de 10,2 M\$ (décaissement de 1,9 M\$ en 2012); ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions correspondant à un encaissement de 2,8 M\$ (encaissement de 38,5 M\$ en 2012).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la Société a utilisé 13,4 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (montant de 23,7 M\$ généré en 2012), soit le résultat net de ses activités opérationnelles, de financement et d'investissement. Au 30 juin 2013, la Société détenait 36,1 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (58,6 M\$ au 30 juin 2012).

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

Pour les périodes closes les 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012	2013	2012
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13 695	11 786	27 320	23 572
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,1450	0,1450	0,2900	0,2900
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 063	2 125	2 125
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$ par action)	0,3125	0,3125	0,625	0,625
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	719	—	1 703	—
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$ par action)	0,359375	—	0,851675	—

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 octobre 2013 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par Action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par Action privilégiée de série C (\$)
08/08/13	30/09/13	15/10/13	0,1450	0,3125	0,359375

RAPPORT DE GESTION

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

SITUATION FINANCIÈRE

Au 30 juin 2013, l'actif total de la Société s'établissait à 2,3 G\$, le passif total à 1,6 G\$, y compris des dettes à long terme de 1,3 G\$, et les capitaux propres à 0,7 G\$ (mêmes montants au 31 décembre 2012).

Également au 30 juin 2013, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait 1.74:1.00 (1.58:1.00 au 31 décembre 2012). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 36,1 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 85,0 M\$ et des comptes de réserve de 45,9 M\$ à la fin du deuxième trimestre.

Actif

Au 30 juin 2013, l'actif total de la Société s'établissait à 2,3 G\$ (même montant au 31 décembre 2012). Des variations importantes ont été comptabilisées à l'égard des éléments comptables suivants :

- une diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions de 137,3 M\$ au 31 décembre 2012 à 121,1 M\$, au 30 juin 2013, en raison principalement du montant de trésorerie inférieur qui a été conservé et du prêt pour Kwoiek Creek, dont les fonds ont été obtenus et servent à financer les travaux de construction à mesure qu'ils progressent; ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation de la trésorerie liée à la clôture du financement de Northwest Stave River;
- une diminution des débiteurs de 50,1 M\$ à 41,9 M\$, comme il est expliqué à la rubrique « Fonds de roulement » ci-après;
- une augmentation des immobilisations corporelles de 1 427 M\$ à 1 460 M\$, en raison principalement des Projets en développement en construction, partiellement contrebalancés par l'amortissement;
- une augmentation des frais de développement liés aux projets de 103,5 M\$ à 114,6 M\$, en raison des travaux de pré-construction des projets Upper Lillooet, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek; et
- une diminution des actifs incorporels de 429,4 M\$ à 418,6 M\$, en raison principalement de l'amortissement.

Fonds de roulement

Au 30 juin 2013, le fonds de roulement était positif de 79,0 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,74:1,00. Au 31 décembre 2012, le fonds de roulement était positif de 80,9 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,58:1,00. L'augmentation du ratio du fonds de roulement pendant cette période est principalement attribuable au reclassement du prêt pour Carleton dans la dette à long terme par suite de son refinancement en juin 2013; depuis novembre 2012, le montant total du prêt avait été comptabilisé dans la tranche à court terme de la dette à long terme en prévision de son arrivée à échéance en novembre 2013.

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 425,0 M\$ au besoin. Au 30 juin 2013, la Société avait prélevé 13,9 M\$ US et 158,7 M\$ à titre d'avances de fonds et 27,2 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions sont liés aux Centrales en exploitation de Harrison, au prêt pour Kwoiek Creek et au prêt pour Northwest Stave River. Au 30 juin 2013, les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions s'élevaient à 85,0 M\$, dont une tranche de 49,5 M\$ était liée au prêt pour Kwoiek Creek et une tranche de 28,9 M\$ au prêt pour Northwest Stave River (87,8 M\$ au 31 décembre 2012, dont une tranche de 81,2 M\$ était liée au prêt pour Kwoiek Creek).

Les débiteurs ont diminué pour passer de 50,1 M\$ au 31 décembre 2012 à 41,9 M\$ au 30 juin 2013. La diminution découle principalement du recouvrement de 6,4 M\$ des taxes à la consommation à recevoir pour le parc éolien Gros-Morne et des paiements de 15,3 M\$ pour la sous-station de Gros-Morne, partiellement contrebalancés par une augmentation de 16,6 M\$ des créances commerciales.

Les prêts aux entités liées ont diminué au deuxième trimestre clos le 30 juin 2013, la société mère des Centrales en exploitation de Harrison ayant complété une distribution qui s'est traduite par une baisse de 23,4 M\$ des prêts aux entités liées ainsi que par une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle, sans incidence sur le résultat net ou les flux de trésorerie. Également au deuxième trimestre, la Société a comptabilisé un prêt à une entité liée de 13,5 M\$, représentant des avances en espèces à la coentreprise Viger-Denonville en attendant que le financement de projet soit mis en place.

Les créateurs et charges à payer ont augmenté pour passer de 41,3 M\$ au 31 décembre 2012 à 52,7 M\$ au 30 juin 2013, en raison principalement des paiements liés à la construction du projet Kwoiek Creek et au reclassement dans le passif courant de créateurs liés à la construction du projet Northwest Stave River.

RAPPORT DE GESTION

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

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif courant ont diminué pour passer de 17,2 M\$ au 31 décembre 2012 à 12,4 M\$ au 30 juin 2013, en raison de l'augmentation des taux d'intérêt de référence.

La tranche à court terme de la dette à long terme a trait aux versements exigibles en deçà d'un an sur les prêts à terme et obligations des Installations en exploitation. La diminution de 63,9 M\$ au 31 décembre 2012 à 24,2 M\$ au 30 juin 2013 est attribuable principalement au refinancement du prêt pour Carleton et au reclassement du solde du prêt dans la dette à long terme.

Comptes de réserve

	30 juin 2013	31 décembre 2012
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	44 935	45 291
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	2 792	2 325
Total	47 727	47 616

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

- i) La réserve pour l'énergie 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 et 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.
- ii) La réserve pour travaux d'entretien majeurs, qui a été établie pour permettre le financement préalable des travaux de réparations majeures nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société.

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

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et un parc solaire qui sont soit en exploitation, soit en construction. Elles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur cumulées et sont amorties selon la méthode d'amortissement linéaire au moindre de i) la période pendant laquelle la Société détient les droits à l'égard des actifs ou ii) une période de 15 à 75 ans pour les installations hydroélectriques ou de 15 à 25 ans pour les parcs éoliens ou de 25 ans pour le parc solaire. La Société possédait des immobilisations corporelles de 1 460 M\$ au 30 juin 2013, comparativement à 1 427 M\$ au 31 décembre 2012. Cette augmentation découle principalement des Projets en développement en construction et est partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents CAÉ, permis et licences. Elles incluent aussi les garanties prolongées des turbines des parcs éoliens Carleton, Montagne Sèche et Gros-Morne. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 418,6 M\$ au 30 juin 2013, soit une diminution par rapport à 429,4 M\$ au 31 décembre 2012 qui découle de l'amortissement. À l'exception de 4,7 M\$ associés aux garanties prolongées relatives aux parcs éoliens, les immobilisations incorporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 11 à 40 ans à compter de la mise en service commercial ou de l'acquisition du projet y afférent. La valeur de la garantie prolongée des parcs éoliens est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période de trois ans de la garantie.

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés dans l'acquisition et le développement de Projets en développement et les coûts liés à l'acquisition de Projets potentiels. Selon leur nature, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux immobilisations incorporelles lorsqu'un projet arrive à la phase de construction. Au 30 juin 2013, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 114,6 M\$ (103,5 M\$ au 31 décembre 2012). Cette augmentation est attribuable aux Projets en développement qui en sont à la phase d'obtention des permis.

Goodwill

Il n'y a eu aucun changement au deuxième trimestre de 2013.

RAPPORT DE GESTION

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

Passif et capitaux propres

Dette à long terme

Au 30 juin 2013, la dette à long terme s'établissait à 1 273 M\$ (1 231 M\$ au 31 décembre 2012). Cette légère augmentation découle principalement de l'ajout du financement de 72,0 M\$ pour le projet hydroélectrique Northwest Stave River et du produit plus élevé de 11,6 M\$ tiré du refinancement du parc éolien Carleton, qui ont été contrebalancés par une diminution nette des prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif de 31,1 M\$ et des remboursements de la dette à long terme prévus de 12,9 M\$.

Depuis le début de l'exercice 2013, 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. 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.

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 garantis et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction de la Société ou pour lesquels la construction est terminée, mais dont certains coûts n'ont pas encore été payés. Au 30 juin 2013, la Société avait des charges à payer de 1,7 M\$ liées à l'acquisition d'actifs à long terme (12,9 M\$ au 31 décembre 2012). Cette diminution découle principalement des prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif pour Northwest Stave River.

Déventures convertibles

Il n'y a eu aucun changement important au deuxième trimestre de 2013.

Actions privilégiées

Il n'y a eu aucun changement important au deuxième trimestre de 2013.

Capital attribuable aux actions ordinaires et surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires

Les résolutions spéciales visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution ne soit versé aux actionnaires, ont été adoptées le 14 mai 2013. Cela a donné lieu à une diminution de 128,2 M\$ du compte de capital des actionnaires et à une augmentation de 128,2 M\$ du surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires.

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. La Société ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation et n'utilise pas la comptabilité de couverture pour ses Dérivés.

Les swaps permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt sur la dette à long terme réelle, qui s'établissait à 494,7 M\$ au 30 juin 2013. La Société avait également des swaps de l'ordre de 47,2 M\$ qui visent à couvrir la totalité du prêt pour Umbata Falls. Par conséquent, au 30 juin 2013, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 758,2 M\$ et au montant de 79,7 M\$ au titre des déventures convertibles, signifient que 96 % de l'encours de la dette de la Société (ainsi que celle des coentreprises) est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 46,0 M\$ au 30 juin 2013 (valeur négative de 78,0 M\$ au 31 décembre 2012). Cette variation favorable est principalement attribuable à une augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. L'incidence estimée d'une hausse de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 3,8 M\$ du passif lié aux swaps de taux d'intérêt. En revanche, une diminution de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une augmentation de 3,8 M\$ du passif lié aux swaps de taux d'intérêt. Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'incidence des dérivés utilisés pour couvrir les emprunts des coentreprises de la Société; pour obtenir plus d'information sur l'incidence des dérivés utilisés dans les coentreprises de la Société, veuillez vous reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

RAPPORT DE GESTION

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

Au 30 juin 2013, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 7,6 M\$ (8,4 M\$ au 31 décembre 2012). Ces instruments représentent la valeur attribuée aux clauses d'inflation minimum de 3 % par année incluses dans ces contrats.

Impôt différé

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à des actifs ou passifs d'impôt différé. Au 30 juin 2013, le passif net d'impôt différé de la Société se chiffrait à 145,1 M\$ (133,4 M\$ au 31 décembre 2012).

Arrangements hors bilan

Au 30 juin 2013, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 38,6 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 27,2 M\$ ont été émis en vertu de sa facilité à terme de crédit rotatif et le reste, en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex a également émis des garanties de société pour un montant total de 21,3 M\$ en vue de soutenir la construction des parcs éoliens Gros-Morne et Viger-Denonville, la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek et certains Dérivés.

Capitaux propres

Au 30 juin 2013, les capitaux propres de la Société totalisaient 672,1 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 83,9 M\$, comparativement à 687,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 107,6 M\$, au 31 décembre 2012. La légère diminution du total des capitaux propres découle essentiellement d'une baisse de 23,4 M\$ des participations ne donnant pas le contrôle par suite de la distribution faite par la société mère des Centrales en exploitation de Harrison; l'augmentation des capitaux propres découlant de la comptabilisation du bénéfice net a été contrebalancée par une baisse attribuable aux dividendes déclarés.

Autres

Obligations contractuelles

Il n'y a eu aucun changement important au deuxième trimestre de 2013.

Éventualités

Il n'y a eu aucun changement important au deuxième trimestre de 2013.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 juin 2013, la Société exploitait 21 centrales hydroélectriques, cinq parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits opérationnels de 1,2 M\$ et 1,5 M\$ respectivement (1,1 M\$ et 1,6 M\$ respectivement en 2012), ce qui représente des apports de 2,0 % et 1,5 % respectivement (2,1 % et 1,9 % respectivement en 2012) aux produits opérationnels consolidés de la Société pour ces périodes.

Secteurs opérationnels

Au 30 juin 2013, la Société comptait quatre secteurs opérationnels : la production hydroélectrique, la production éolienne, la production solaire et l'aménagement des emplacements.

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

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables » des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. La Société évalue le rendement en fonction du BAIIA ajusté et comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à ceux de la production hydroélectrique, de la production éolienne ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

RAPPORT DE GESTION

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

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

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Pour la période de trois mois close le 30 juin 2013					
Production (MWh)	638 994	140 551	12 997	—	792 542
Produits opérationnels	46 611	11 097	5 459	—	63 167
Charges :					
Charges opérationnelles	5 567	2 403	289	—	8 259
Frais généraux et administratifs	1 795	615	53	461	2 924
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	724	724
BAIIA ajusté	39 249	8 079	5 117	(1 185)	51 260
Pour la période de trois mois close le 30 juin 2012					
Production (MWh)	569 985	110 873	13 804	—	694 662
Produits opérationnels	41 932	9 034	3 394	—	54 360
Charges :					
Charges opérationnelles	4 661	1 768	41	—	6 470
Frais généraux et administratifs	1 483	589	29	538	2 639
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	647	647
BAIIA ajusté	35 788	6 677	3 324	(1 185)	44 604

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Pour la période de six mois close le 30 juin 2013					
Production (MWh)	815 552	343 227	19 932	—	1 178 711
Produits opérationnels	63 185	27 298	8 372	—	98 855
Charges :					
Charges opérationnelles	9 644	4 473	600	—	14 717
Frais généraux et administratifs	3 643	1 210	171	902	5 926
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 549	1 549
BAIIA ajusté	49 898	21 615	7 601	(2 451)	76 663
Pour la période de six mois close le 30 juin 2012					
Production (MWh)	744 343	255 849	13 804	—	1 013 996
Produits opérationnels	57 967	21 068	3 394	—	82 429
Charges :					
Charges opérationnelles	8 386	3 707	41	—	12 134
Frais généraux et administratifs	2 833	1 385	29	1 425	5 672
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 730	1 730
BAIIA ajusté	46 748	15 976	3 324	(3 155)	62 893

RAPPORT DE GESTION

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

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Au 30 juin 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 274 471	396 392	135 731	494 587	2 301 181
Total du passif	797 289	383 584	137 890	310 350	1 629 113
Ajouts aux immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice	271	1 770	100	54 757	56 898
Au 31 décembre 2012					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 281 758	423 634	139 222	451 826	2 296 440
Total du passif	809 611	383 435	144 555	270 907	1 608 508
Ajouts aux immobilisations corporelles durant l'exercice	612	3 682	153	169 449	173 896

Secteur de la production hydroélectrique

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, ce secteur a produit 4 % de plus d'électricité que la PMLT (1 % de plus en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 46,6 M\$ (41,9 M\$ en 2012). Ce niveau de production est attribuable principalement aux débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés géographiques, en particulier en Ontario et aux États-Unis. L'augmentation des produits opérationnels découle principalement de l'acquisition des centrales Brown Lake et Miller Creek.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, le secteur de la production hydroélectrique a produit 4 % de moins d'électricité que la PMLT (5 % de moins en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 63,2 M\$ (58,0 M\$ en 2012). Ce niveau de production est attribuable principalement aux débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et aux États-Unis et supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario au premier trimestre, ainsi qu'aux débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés géographiques, en particulier en Ontario et aux États-Unis, au deuxième trimestre. L'augmentation des produits opérationnels découle principalement de l'acquisition des centrales Brown Lake et Miller Creek.

L'actif total a diminué depuis le 31 décembre 2012, en raison principalement de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a diminué depuis le 31 décembre 2012, en raison principalement du remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production éolienne

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, le secteur de la production éolienne a produit 2 % de moins que la PMLT (4 % de moins en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 11,1 M\$ (9,0 M\$ en 2012).

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, ce secteur a produit 4 % de moins que la PMLT (11 % de moins en 2012), ce qui a donné lieu à des produits de 27,3 M\$ (21,1 M\$ en 2012).

Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, les niveaux de production sont attribuables principalement à des régimes de vent légèrement inférieurs aux prévisions à tous les parcs éoliens pendant ces périodes, sauf à Gros-Morne, où la production a été supérieure à la moyenne au deuxième trimestre, et à Carleton, où la production a été supérieure à la moyenne pour les premiers six mois de l'exercice. Au premier trimestre de 2012, la production avait subi le contrecoup également d'un arrêt de la production au parc éolien Gros-Morne par suite d'un délestage. L'augmentation des produits opérationnels en 2013 par rapport à 2012 est principalement attribuable à la capacité supplémentaire au parc éolien Gros-Morne.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2012 est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles, à l'amortissement des immobilisations incorporelles et au recouvrement de débiteurs relatifs à des taxes à la consommation et d'un paiement par Hydro-Québec pour la sous-station de Gros-Morne.

RAPPORT DE GESTION

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

La légère augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable surtout au produit supplémentaire de 11 M\$ provenant du refinancement du prêt pour Carleton, qui a été contrebalancé par les paiements des créiteurs liés à Gros-Morne et Montagne Sèche et au remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production solaire

Ce secteur a été ajouté après la mise en service commercial du parc solaire Stardale le 15 mai 2012. Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, le secteur de la production solaire a produit 3 % de plus d'électricité que la PMLT (8 % de plus en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 5,5 M\$ (3,4 M\$ en 2012). Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, le secteur de la production solaire a produit 1 % de moins d'électricité que prévu (8 % de plus en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 8,4 M\$ (3,4 M\$ en 2012, après la mise en service commercial le 15 mai). Ce niveau de production est attribuable principalement à la production supérieure à la moyenne au deuxième trimestre, qui a contrebalancé la production inférieure à la moyenne au premier trimestre imputable aux fortes chutes de neige inhabituelles et aux grands froids qui ont ralenti les opérations de déneigement.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable principalement à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable principalement au remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, les frais d'aménagement d'emplacements de 1,2 M\$ sont demeurés stables par rapport à la période correspondante en 2012. Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la diminution des frais généraux et administratifs de 3,2 M\$ à 2,5 M\$ est attribuable essentiellement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2013 par rapport à 2012, ce qui a fait augmenter le pourcentage représenté par ces frais dans le secteur opérationnel.

L'augmentation du total de l'actif et du total du passif depuis le 31 décembre 2012 découle principalement des paiements engagés aux fins de la construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River, des activités de préconstruction des projets Upper Lillooet, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek qui en sont à la phase d'obtention des permis, ainsi que des investissements effectués dans la coentreprise Viger-Denonville sous forme d'avances en espèces et d'un investissement en capitaux propres.

RAPPORT DE GESTION

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

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les			
	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012
Production (MWh)	792 541	386 171	525 123	559 384
Produits opérationnels	63,2	35,7	47,1	47,1
BAlIA ajusté	51,3	25,4	34,2	36,6
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(27,3)	(3,8)	(5,3)	(9,6)
Bénéfice net (Perte nette)	31,0	(0,2)	(0,6)	(0,7)
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	28,3	2,8	1,8	(0,2)
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action - de base et dilué)	0,28	0,01	0,01	(0,01)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	2,0	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,7	13,6	13,6	13,5
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 les			
	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011
Production (MWh)	694 661	319,341	398,383	659,184
Produits opérationnels	54,3	28,1	32,6	49,9
BAlIA ajusté	44,6	18,3	21,4	39,6
Perte nette latente (Profit net latent) sur instruments financiers dérivés	27,1	(20,1)	19,0	38,1
(Perte nette) Bénéfice net	(11,9)	7,8	(21,0)	(21,6)
(Perte nette) Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(9,1)	8,9	(13,9)	(26,2)
(Perte nette) Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action - de base et dilué)	(0,12)	0,10	(0,18)	(0,34)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	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

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 BAlIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 71 % de la production moyenne à long terme de la Société, la saisonnalité s'explique par les débits d'eau qui sont habituellement à leur maximum lors du deuxième trimestre en raison de la période de fonte des neiges et à leur niveau le plus bas lors du premier trimestre en raison des températures froides qui limitent les précipitations sous forme de pluie. De plus, l'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. La production des parcs éoliens l'atténue également, puisque les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre d'une année type.

RAPPORT DE GESTION

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

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

PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La préparation d'états financiers conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses. Ces estimations et ces hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours de la période considérée, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant principalement sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, l'impôt différé de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments financiers dérivés. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit d'adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement dans la mesure où les hypothèses et les estimations devaient changer. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Si des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués. D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

Application de normes nouvelles et révisées sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir

En mai 2011, un ensemble de cinq normes sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir a été publié; il s'agit notamment des normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, IAS 27 (modifiée en 2011) *États financiers individuels* et IAS 28 (modifiée en 2011), *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*. Pour la période considérée, la Société a adopté ces normes.

L'incidence de l'application de ces normes est présentée ci-dessous :

Incidence de l'application d'IFRS 10

IFRS 10 remplace les dispositions sur les états financiers consolidés d'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, et SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 modifie la définition du contrôle de sorte qu'un investisseur contrôle une entité émettrice lorsqu'il est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. Pour satisfaire à la définition de contrôle aux termes d'IFRS 10, les trois critères suivants doivent être satisfaits : a) l'investisseur détient le pouvoir sur l'entité émettrice, b) l'investisseur est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et c) l'investisseur a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité émettrice de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient. Auparavant, le contrôle était défini comme le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin d'obtenir des avantages de ses activités. Des indications supplémentaires ont été incluses dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur contrôle une entité émettrice. En particulier, des indications détaillées ont été établies dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote d'une entité émettrice contrôle celle-ci. Par exemple, pour évaluer si un investisseur ayant moins de la majorité des droits de vote dans une entité émettrice détient un bloc de droits de vote suffisamment dominant pour remplir le critère relatif au pouvoir, IFRS 10 exige que l'investisseur prenne en considération tous les faits et circonstances pertinents, tout particulièrement le nombre de droits de vote qu'il détient par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs de droits de vote et à leur dispersion.

RAPPORT DE GESTION

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

L'application d'IFRS 10 n'a pas eu d'incidence sur la comptabilisation de la Société, car la direction a conclu que toutes les entités qui ont été consolidées satisfaisaient toujours aux critères relatifs à la nouvelle définition du contrôle et doivent être consolidées.

Incidence de l'application d'IFRS 11

IFRS 11 remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 porte sur le classement d'un partenariat sur lequel deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. Conformément à IFRS 11, il n'existe que deux types de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises. En vertu d'IFRS 11, le classement des partenariats est déterminé en fonction des droits et des obligations des parties aux partenariats selon la structure, la forme juridique des partenariats, les clauses contractuelles fixées par les parties aux partenariats et, lorsque cela est pertinent, d'autres faits et circonstances. Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coparticipants) ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à celle-ci. Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coentrepreneurs) ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Auparavant, IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, regroupait trois types de partenariats : les entités contrôlées conjointement, les activités contrôlées conjointement et les actifs contrôlés conjointement. Le classement des partenariats conformément à IAS 31 était essentiellement déterminé selon la forme juridique de l'entreprise (p. ex., un partenariat qui était établi par le biais d'une entité distincte était comptabilisé comme une entité contrôlée conjointement).

La comptabilisation ultérieure des coentreprises et des entreprises communes est différente. Les participations dans des coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de la consolidation proportionnelle n'est plus permise). Les participations dans des entreprises communes sont comptabilisées de sorte que chaque coparticipant comptabilise et évalue les actifs et les passifs (ainsi que les produits et les charges liées) selon sa participation dans l'entreprise conformément aux normes applicables.

Après avoir appliqué IFRS 11, la Société a examiné et évalué la forme juridique et les stipulations des accords contractuels relatifs aux participations de la Société dans des partenariats. L'application d'IFRS 11 a modifié le classement et la comptabilisation ultérieure des participations de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« Viger-Denonville, s.e.c. »), qui étaient classés en tant qu'entités contrôlées conjointement conformément à la norme précédente et qui étaient comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle. En vertu d'IFRS 11, Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, s.e.c. sont comptabilisées à titre de coentreprises et les participations de la Société dans celles-ci doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le changement relatif à la comptabilisation de la participation de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, s.e.c. a été appliqué conformément aux dispositions transitoires pertinentes. Au 1^{er} janvier 2012, la participation initiale aux fins de l'application de la méthode de la mise en équivalence correspondait au total des valeurs comptables des actifs et des passifs que la Société avait auparavant comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Un tel changement de la comptabilisation a eu une incidence sur les montants présentés dans les états financiers consolidés de la Société.

Tous les chiffres comparatifs pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 ont été ajustés pour tenir compte des modifications de la présentation découlant de l'application d'IFRS 11.

Incidence de l'application d'IFRS 12

IFRS 12 est une norme concernant les informations à fournir et elle s'applique aux entités qui ont des intérêts dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et(ou) des entités structurées non consolidées. L'application d'IFRS 12 a donné lieu à des présentations d'informations plus détaillées aux notes 7, 14 et 16 des états financiers consolidés résumés.

RAPPORT DE GESTION

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

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

Après l'application d'IFRS 11, les coentreprises importantes de la Société à la fin de la période considérée étaient Umbata Falls, L.P. (participation de 49 %) et Viger-Denonville, s.e.c. (participation de 50 %).

Un résumé de la production d'électricité et de l'information financière des coentreprises importantes de la Société est présenté ci-après. L'information financière résumée correspond aux montants indiqués dans les états financiers des coentreprises établis en conformité avec les IFRS.

Production d'électricité

Pour les périodes de trois mois closes le 30 juin	2013				2012			
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²
Umbata Falls	39 416	37 824	104%	84,38	40 896	37 824	108%	84,18

1. Correspond à 100 % de la production d'électricité et de la PMLT de la centrale.

2. Incluant les paiements reçus du programme ÉcoÉNERGIE.

Pour les périodes de six mois closes le 30 juin	2013				2012			
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²
Umbata Falls	58 257	54 750	106%	84,35	57 565	54 750	105%	81,29

1. Correspond à 100 % de la production d'électricité et de la PMLT de la centrale.

2. Incluant les paiements reçus du programme ÉcoÉNERGIE.

Umbata Falls, L.P.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global d'Umbata Falls

Pour les périodes closes les 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012	2013	2012
Produits opérationnels	3 324	3 442	4 914	4 846
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	186	186	367	372
BAlIA ajusté	3 138	3 256	4 547	4 474
Charges financières	631	626	1 242	1 256
Autres produits, montant net	(8)	(8)	(16)	(9)
Amortissement	1 007	1 007	2 013	2 013
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(2 958)	1 847	(3 418)	(3)
Résultat net et résultat global	4 466	(216)	4 726	1 217

Les profits nets latents sur instruments financiers dérivés comptabilisés pendant les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013 sont attribuables à l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012, tandis qu'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés avait été comptabilisée au deuxième trimestre de 2012 en raison d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant cette période.

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des états de la situation financière d'Umbata Falls

	30 juin 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	3 432	2 801
Actifs non courants	77 723	79 679
Passifs courants	2 413	2 382
Passifs non courants	49 266	53 225
Capitaux propres	29 476	26 873

Umbata Falls, L.P. utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. Les swaps de taux d'intérêt utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la totalité du prêt pour Umbata Falls avaient une valeur négative nette de 4,3 M\$ au 30 juin 2013 (valeur négative de 7,7 M\$ au 31 décembre 2012), L'écart favorable est attribuable principalement à une augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. L'incidence estimée d'une augmentation de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 0,5 M\$ du passif lié aux swaps de taux d'intérêt. En revanche, une diminution de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une augmentation de 0,5 M\$ du passif lié aux swaps de taux d'intérêt.

Viger-Denonville, s.e.c.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global de Viger-Denonville

Pour les périodes closes les 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012	2013	2012
Produits opérationnels	—	—	—	—
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	2	3	4	5
BAIIA ajusté	(2)	(3)	(4)	(5)
Charges financières	—	—	—	—
Autres produits, montant net	(897)	—	(897)	—
Amortissement	1	—	1	—
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(2 392)	—	(1 888)	—
Résultat net et résultat global	3 286	(3)	2 780	(5)

Les autres produits sont liés principalement à un gain réalisé sur des contrats de change qui ont servi à fixer le taux de change sur les achats de matériel prévus pour le projet. Les profits nets latents sur instruments financiers dérivés comptabilisés pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013 sont attribuables à l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. Le projet est actuellement en voie de construction et devrait être mis en service commercial avant la fin de 2013.

Sommaire des états de la situation financière de Viger-Denonville

	30 juin 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	10 999	4 791
Actifs non courants	31 434	7 274
Passifs courants	14 107	200
Passifs non courants	3 042	328
Capitaux propres	25 284	11 537

L'augmentation des postes de l'état de la situation financière est attribuable au début des travaux de construction pour le projet éolien Viger-Denonville. De plus, la hausse des passifs courants s'explique par une avance en espèces de 13,5 M\$ versée par la Société en attendant que le financement de projet soit en place. L'augmentation des capitaux propres est quant à elle attribuable au bénéfice net comptabilisé au cours des six premiers mois et à un investissement de 5,5 M\$ effectué par chacun des partenaires dans la coentreprise.

RAPPORT DE GESTION

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

Viger-Denonville, s.e.c. utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ses achats de matériel dans une devise autre que le dollar canadien; elle ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. Les contrats à terme sur obligations utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur le financement de Viger-Denonville avaient une valeur positive nette de 2,0 M\$ au 30 juin 2013 (valeur négative de 0,2 M\$ au 31 décembre 2012). Cet écart favorable est attribuable principalement à une augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. Le 7 août 2013, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé les contrats à terme sur obligations de Viger-Denonville en même temps qu'elle a conclu le financement à long terme au moyen de swaps de taux d'intérêt pour ce projet, ce qui se traduira par un profit réalisé sur instruments financiers dérivés de 2,2 M\$ au troisième trimestre. Ce profit découle de l'augmentation des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (décembre 2012) et la date de règlement (août 2013) et contrebalance le taux d'intérêt fixe plus élevé sur le prêt d'une durée de 18 ans de Viger-Denonville. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » pour obtenir plus d'information.

Les contrats de change à terme utilisés pour acheter du matériel dans une devise autre que le dollar canadien avaient une valeur positive nette de 0,5 M\$ au 30 juin 2013 (valeur positive de 0,8 M\$ au 31 décembre 2012). L'écart est attribuable principalement à une diminution de la valeur nominale des contrats de change à terme depuis le 31 décembre 2012 et à la comptabilisation d'un profit de change au renouvellement de certains contrats, contrebalancé partiellement par une baisse du dollar canadien par rapport à l'euro depuis le 31 décembre 2012. L'incidence estimée d'une hausse de la valeur du dollar canadien de 0,01 \$ par rapport à 1,00 € serait une diminution des actifs liés aux contrats de change à terme de 0,07 M\$. Par ailleurs, une diminution de la valeur du dollar canadien de 0,01 \$ par rapport à 1,00 € correspondrait à une augmentation des actifs liés aux contrats de change à terme de 0,07 M\$.

FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES AYANT DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

L'information financière relative à chacune des filiales de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle importantes est résumée ci-après, avant les éliminations intragroupe.

Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global d'Harrison Hydro L.P.

Pour les périodes closes les 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012	2013	2012
Produits	21 007	20 290	25 861	25 451
BAIIA ajusté	18 628	18 005	21 366	21 571
Résultat net et résultat global	4 890	4 191	(754)	(2 375)
Bénéfice net (Perte nette) et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	2 296	2 024	(669)	(1 433)
Participations ne donnant pas le contrôle	2 594	2 167	(85)	(942)
	4 890	4 191	(754)	(2 375)

La perte nette moins élevée pour les six premiers mois de 2013, par rapport à la période correspondante en 2012, est principalement attribuable à la baisse des charges d'intérêts, découlant d'intérêts compensatoires négatifs au titre de l'inflation supérieures sur les obligations à rendement réel pour les six centrales hydroélectriques (« Centrales en exploitation de Harrison ») au premier trimestre de 2013, par rapport au premier trimestre de 2012; ce facteur a été partiellement contrebalancé par une hausse des charges opérationnelles.

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des états de la situation financière d'Harrison Hydro L.P.

	30 juin 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	30 312	69 089
Actifs non courants	671 558	680 279
Passifs courants	13 994	16 588
Passifs non courants	461 970	459 221
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	134 582	158 706
Participations ne donnant pas le contrôle	91 324	114 853

Au quatrième trimestre de 2012, Harrison Hydro a effectué une distribution de 46,9 M\$ sous forme de prêts à ses actionnaires; au deuxième trimestre de 2013, elle a déclaré une distribution ayant permis le remboursement de ces prêts par les actionnaires, ce qui a donné lieu à une diminution des actifs courants ainsi qu'à une diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires et aux participations ne donnant pas le contrôle. Il n'y a eu aucune incidence sur le résultat net ni sur les sorties de trésorerie au deuxième trimestre, les sorties de trésorerie provenant des activités d'investissement de 46,9 M\$ découlant des prêts ayant déjà été comptabilisées au quatrième trimestre de 2012.

Sommaire des tableaux des flux de trésorerie d'Harrison Hydro L.P.

Pour les périodes de six mois terminées le	30 juin 2013	30 juin 2012
(Sorties) Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(6 415)	4 209
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités de financement	(3 896)	(3 726)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	4 199	37 662
(Diminution) Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(6 112)	38 145

Les sorties nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles pour la période de six mois close le 30 juin 2013, comparativement aux entrées nettes pour la même période en 2012, sont principalement attribuables à une variation négative des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel découlant d'une augmentation des débiteurs et d'une diminution des créditeurs depuis le 31 décembre 2012.

Creek Power Inc. et ses six filiales

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global de Creek Power Inc.

Pour les périodes closes les 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012	2013	2012
Produits	858	721	868	729
BAIIA ajusté	413	234	34	(73)
Résultat net et résultat global	472	(1 351)	(358)	(1 635)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	320	(665)	(226)	(1 253)
Participations ne donnant pas le contrôle	152	(686)	(132)	(382)
	472	(1 351)	(358)	(1 635)

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des états de la situation financière de Creek Power Inc.

	30 juin 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	1 234	1 358
Actifs non courants	48 028	40 010
Passifs courants	10 912	8 987
Passifs non courants	50 178	43 852
Déficit attribuable aux propriétaires	(11 692)	(11 467)
Participations ne donnant pas le contrôle	(136)	(4)

L'augmentation des actifs non courants et la hausse correspondante des passifs non courants s'expliquent principalement par les dépenses de préconstruction pour les projets Upper Lillooet et Boulder Creek.

Sommaire des tableaux de flux de trésorerie de Creek Power Inc.

Pour les périodes de six mois terminées le	30 juin 2013	30 juin 2012
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(969)	(697)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	8 048	1 273
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(7 873)	(1 081)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(794)	(505)

Kwoiek Creek Resources L.P.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global de Kwoiek Creek Resources L.P.

Pour les périodes closes les 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012	2013	2012
Produits	—	—	—	—
BAIIA ajusté	(2)	(2)	(5)	(4)
Perte nette et résultat global	(2)	(8 583)	(5)	(5 204)
Perte nette et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	(1)	(4 292)	(2)	(2 600)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1)	(4 291)	(3)	(2 604)
	(2)	(8 583)	(5)	(5 204)

Les pertes nettes comptabilisées pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2012 sont principalement attribuables à une perte latente sur instruments financiers dérivés découlant de la diminution 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)

Sommaire des états de la situation financière de Kwoiek Creek Resources L.P.

	30 juin 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	57 212	88 502
Actifs non courants	156 517	113 796
Passifs courants	25 985	17 529
Passifs non courants	202 404	199 424
Déficit attribuable aux propriétaires	(7 529)	(7 527)
Participations ne donnant pas le contrôle	(7 131)	(7 128)

Le montant peu élevé de capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique par le fait que l'investissement de la Société est effectué sous forme de dette subordonnée et de parts privilégiées et est, par conséquent, inclus dans les passifs non courants.

Sommaires des tableaux de flux de trésorerie de Kwoiek Creek Resources L.P.

Pour les périodes de six mois terminées le	30 juin 2013	30 juin 2012
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	488	509
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	2 980	28 485
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(2 545)	(28 225)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	923	769

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Clôture de l'acquisition de Magpie

Le 25 juillet, 2013, la Société a complété l'acquisition auprès du groupe de sociétés Hydroméga de la centrale Magpie, située au Québec, annoncée précédemment. Magpie est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 40,6 MW située sur des terres publiques dans la Municipalité Régionale de Comté de Minganie, dans le nord-est du Québec. Cette centrale a été mise en service commercial en 2007 et toute l'électricité qu'elle produit fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 25 ans avec Hydro-Québec, dont le prix est augmenté annuellement de 1 %. La production annuelle moyenne de Magpie est d'environ 185 000 MWh, assez pour alimenter près de 11 000 foyers québécois chaque année. Magpie devrait générer des revenus annualisés de l'ordre de 10,6 M\$ en 2013 (y compris les paiements reçus en vertu du programme écoÉNERGIE) et un BAIIA ajusté de l'ordre de 8,2 M\$.

La Société s'est portée acquéreur de 99,999 % des parts ordinaires dans la centrale. Toutefois, la Municipalité Régionale de Comté de Minganie détient 30 % des parts votantes, ainsi qu'une débenture convertible d'une valeur nominale de 3,0 M\$, qui comporte un paiement d'intérêt annuel d'environ 465 \$, et une débenture d'une valeur nominale de 2,0 M\$ ne portant pas intérêt et remboursable sur les cinq prochaines années. La débenture convertible confère à la municipalité une participation de 30 % dans la centrale lors de la conversion de cette débenture le 1^{er} janvier 2025; lorsque la débenture ne portant pas intérêt aura été remboursée, la Société aura l'option de forcer la conversion de la débenture en tout temps avant cette date.

La Société a payé le coût d'achat final de 28,6 M\$ en espèces, et prend en charge des dettes liées au projet totalisant 55,4 M\$, y compris un financement sans recours de 50,4 M\$ comportant des versements combinés mensuels d'environ 406 \$ jusqu'en 2017, puis d'environ 379 \$ jusqu'en 2031, pour un taux d'intérêt moyen fixe de 6,35 %, ainsi que les deux débentures détenues par la Municipalité Régionale de Comté de Minganie mentionnées précédemment. Ces dettes seront ajustées à leur juste valeur lors de la consolidation aux états financiers de la Société. Les flux de trésorerie nets générés par Magpie qui s'accumulent au profit de la Société depuis le 31 août 2012 sont compris dans le solde d'encaisse transféré à la Société lors de la clôture.

RAPPORT DE GESTION

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

Acquisition d'autres actifs d'Hydroméga

En même temps que l'annonce de l'acquisition de Magpie en juillet 2012, la Société a signé une lettre d'intention exclusive avec Hydroméga visant l'acquisition de sa participation dans plusieurs autres actifs, dont une centrale hydroélectrique de 30,5 MW au Québec, quatre projets hydroélectriques en construction d'une puissance installée totale de 22,0 MW en Ontario, et un projet hydroélectrique en développement d'une puissance installée de 10,0 MW, également en Ontario.

La Société poursuit les négociations avec Hydroméga dans le cadre de cette lettre d'intention en vue de l'acquisition d'autres actifs, tout en tenant compte de l'impact de la récente hausse des taux d'intérêt à long terme et de la baisse du cours de l'action de la Société, afin de s'assurer que ces acquisitions sont rentables. À la lumière des conditions de marché actuelles, la Société n'a pas l'intention de faire une émission publique d'actions ordinaires en ce moment.

Toujours en même temps que l'annonce de l'acquisition de Magpie en juillet 2012, la Société a signé avec Hydroméga une convention de dépôt d'une somme de 25,0 M\$, portant intérêt au taux annuel de 7 % et devant servir à réduire le coût d'achat de tout actif d'Hydroméga. Ce dépôt n'a pas servi à financer l'acquisition de Magpie et demeure en place pour financer l'acquisition éventuelle d'autres actifs d'Hydroméga. La convention de dépôt contient également un droit de première offre sur, ainsi qu'une option pour, l'acquisition de la centrale de 30,5 MW au Québec.

Clôture du financement du projet éolien Viger-Denonville

Le 7 août 2013, Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« Viger-Denonville, s.e.c. ») a conclu un financement sans recours de 61,7 M\$ pour un prêt de construction et un prêt à terme pour le projet éolien Viger-Denonville, situé au Québec. Le prêt de construction de 61,7 M\$ portera un taux d'intérêt fixe de 6,0 % (par l'entremise de swaps) à partir du 31 décembre 2013; après la mise en service du projet, il sera converti en prêt à terme de 18 ans. Viger-Denonville, s.e.c. a également conclu un prêt à court terme de 5,5 M\$ portant un taux d'intérêt flottant pour financer la construction du poste électrique et du réseau collecteur, pour lesquels il a droit à un remboursement d'Hydro-Québec en 2014. Ces prêts ont été conclus avec KfW IPEX-Bank GmbH à titre d'agent et de prêteur.

Le produit du financement servira à financer un peu plus de 80 % des coûts totaux du projet. En même temps que la clôture de ce financement, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette et ainsi protéger les rendements prévus du projet, donnant lieu à un profit réalisé sur instruments financiers dérivés de 2,2 M\$; ceci est l'équivalent d'un taux fixe de l'ordre de 5,5 % sur le prêt.

Modifications au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »)

En raison des conditions de marché actuelles, la Société a décidé d'éliminer l'escompte de 2,5 % applicable au prix d'achat des actions émises à l'intention des actionnaires qui participent au RRD. Par conséquent, les actions achetées aux termes du RRD demeureront des actions nouvellement émises, et le prix continuera d'être fixé au cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant les cinq (5) jours ouvrables précédant immédiatement la date de versement de dividendes. Cette modification est entrée en vigueur le 8 août 2013. Toute décision de la Société destinée à modifier la méthode d'achat des actions ou l'escompte accordé sur le prix d'achat des actions nouvellement émises sera annoncée par voie de communiqué.

En outre, au deuxième trimestre, la Société a modifié les modalités du RRD afin d'éliminer la disposition prévoyant que dans certaines circonstances, elle avait la possibilité de limiter le montant des nouveaux capitaux propres disponibles en vertu du régime aux fins d'un versement de dividendes donné et d'opter plutôt pour le versement d'un dividende en espèces. Cette modification est entrée en vigueur le 23 mai 2013.

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.

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 Actions privilégiées de série C d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.C.

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 BB (élevé) par DBRS (non sollicité).

Les Actions privilégiées de série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevé) par DBRS (non sollicité).

Les Actions privilégiées de série C d'Innergex énergie renouvelable inc. sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevé) par DBRS (non sollicité).

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Services aux investisseurs Computershare inc.

1500, rue Université, bureau 700, Montréal (Québec) H3A 3S8

Téléphone : 1 800 564-6253 ou 514 982-7555

Courriel : service@computershare.com

Régime de réinvestissement de dividendes

Innergex énergie renouvelable inc. a mis en place un régime de réinvestissement de dividendes (RRD) à l'intention de ses actionnaires ordinaires qui est entré en vigueur le 31 août 2012 et qui permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces.

Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site Web au www.innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare Canada, l'agent responsable du régime.

Auditeur indépendant

Deloitte s.e.n.c.r.l.

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, PAPPD

Directrice - Relations avec les investisseurs



Innergex énergie renouvelable Inc. Siège social

1111, rue Saint-Charles Ouest

Tour Est, bureau 1255

Longueuil, Québec J4K 5G4

Téléphone : 450 928-2550

Télécopieur : 450 928-2544

Courriel : info@innergex.com

www.innergex.com

Bureau de Vancouver

200-666 Burrard St., Park Place

Vancouver, Colombie-Britannique

V6C 2X8

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)

		Période de trois mois close le 30 juin 2013	Période de trois mois close le 30 juin 2012	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
	Notes		(note 2.2.1)		(note 2.2.1)
Produits					
Produits opérationnels		63 167	54 360	98 855	82 429
Charges					
Charges opérationnelles	4	8 259	6 470	14 717	12 134
Frais généraux et administratifs		2 924	2 639	5 926	5 672
Charges liées aux projets potentiels		724	647	1 549	1 730
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges (produits), montant net, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		51 260	44 604	76 663	62 893
Charges financières	5	18 826	18 194	31 778	32 130
Autres charges (produits), montant net	6	2 958	(822)	585	(1 421)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		29 476	27 232	44 300	32 184
Amortissement des immobilisations corporelles		11 999	10 373	24 008	19 741
Amortissement des immobilisations incorporelles		5 453	5 250	10 905	10 439
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises	7	(3 832)	108	(3 706)	(594)
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		(27 318)	27 105	(31 156)	7 006
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		43 174	(15 604)	44 249	(4 408)
Charge (économie) d'impôt :					
Exigible		854	478	1 658	950
Différé		11 281	(4 217)	11 730	(1 298)
		12 135	(3 739)	13 388	(348)
Bénéfice net (perte nette)		31 039	(11 865)	30 861	(4 060)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux éléments suivants :					
Propriétaires de la société mère		28 302	(9 055)	31 099	(132)
Participations ne donnant pas le contrôle		2 737	(2 810)	(238)	(3 928)
		31 039	(11 865)	30 861	(4 060)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	8	94 370	81 282	94 142	81 282
Bénéfice net (perte nette) de base, par action	8	0,28	(0,12)	0,29	(0,03)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	8	94 433	81 439	94 219	81 436
Bénéfice net (perte nette) dilué(e), par action	8	0,28	(0,12)	0,29	(0,03)

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)

	Période de trois mois close le 30 juin 2013	Période de trois mois close le 30 juin 2012 (note 2.2.1)	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012 (note 2.2.1)
Bénéfice net (perte nette)	31 039	(11 865)	30 861	(4 060)
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net :				
Profit de change à la conversion d'une filiale étrangère autonome	183	79	279	8
Charge d'impôt différé	(24)	(10)	(36)	(1)
Perte de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome	(187)	(86)	(286)	(14)
Économie d'impôt différé	24	11	37	2
Total des ajustements au bénéfice net (à la perte nette)	(4)	(6)	(6)	(5)
Total du résultat global	31 035	(11 871)	30 855	(4 065)
Total du résultat global attribuable aux éléments suivants :				
Propriétaires de la société mère	28 298	(9 061)	31 093	(137)
Participations ne donnant pas le contrôle	2 737	(2 810)	(238)	(3 928)
	31 035	(11 871)	30 855	(4 065)

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)

		Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
	Notes		(note 2.2.2)	(note 2.2.3)
Actif				
Actifs courants				
Trésorerie et équivalents de trésorerie		36 064	49 496	34 863
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		84 986	87 811	53 415
Débiteurs		41 908	50 062	36 558
Comptes de réserve		1 794	1 816	—
Actifs d'impôt exigible		7	443	1 664
Instruments financiers dérivés		1 610	1 693	1 791
Prêts consentis à des parties liées	15	13 452	23 444	—
Charges payées d'avance et autres		5 992	4 715	3 977
		185 813	219 480	132 268
Comptes de réserve		45 933	45 800	41 239
Immobilisations corporelles	9	1 460 181	1 427 112	1 231 710
Immobilisations incorporelles		418 595	429 424	429 512
Frais de développement liés aux projets		114 638	103 529	97 241
Participations dans des coentreprises	7	27 085	18 935	14 499
Instruments financiers dérivés		5 948	6 698	8 248
Actifs d'impôt différé		3 645	5 846	24 485
Goodwill		8 269	8 269	8 269
Autres actifs non courants		31 074	31 347	17 998
		2 301 181	2 296 440	2 005 469

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)

		Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
	Notes		(note 2.2.2)	(note 2.2.3)
Passif				
Passifs courants				
Dividendes à verser aux actionnaires		15 477	14 643	12 848
Fournisseurs et autres créiteurs		52 723	41 253	26 559
Passifs d'impôt exigible		1 997	1 541	2 835
Instruments financiers dérivés		12 434	17 198	19 060
Tranche à court terme de la dette à long terme	10	24 191	63 926	18 982
Contreparties conditionnelles		—	—	983
		106 822	138 561	81 267
Retenues de garantie au titre de la construction				
		284	1 668	2 081
Instruments financiers dérivés				
		33 583	60 808	68 386
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme				
		1 651	12 899	41 267
Dette à long terme	10	1 249 200	1 166 782	1 006 646
Composante passif des débetures convertibles				
		79 742	79 655	79 490
Contreparties conditionnelles				
		2 894	2 775	2 904
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations				
		6 227	6 095	3 858
Passifs d'impôt différé				
		148 710	139 265	140 454
		1 629 113	1 608 508	1 426 353
Capitaux propres				
Capital attribuable aux actions ordinaires	11	1	120 500	1
Actions privilégiées		131 069	131 069	82 589
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	11	784 482	656 281	656 281
Paiement fondé sur des actions		1 682	1 511	1 361
Composante capitaux propres des débetures convertibles				
		1 340	1 340	1 340
Déficit				
		(330 670)	(330 621)	(277 083)
Cumul des autres éléments du résultat global				
		235	241	228
Capitaux propres attribuables aux propriétaires				
		588 139	580 321	464 717
Participations ne donnant pas le contrôle				
		83 929	107 611	114 399
Total des capitaux propres				
		672 068	687 932	579 116
		2 301 181	2 296 440	2 005 469

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

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

Période de six mois close le 30 juin 2013	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 débentures 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 2013	93 660	120 500	131 069	656 281	1 511	1 340	(330 621)	241	580 321	107 611	687 932
Bénéfice net (perte nette)							31 099		31 099	(238)	30 861
Autres éléments du résultat global								(6)	(6)		(6)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	31 099	(6)	31 093	(238)	30 855
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	790	7 702							7 702		7 702
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 11)		(128 201)		128 201					—		—
Paiement fondé sur des actions					171				171		171
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 15)										(23 444)	(23 444)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(27 320)		(27 320)		(27 320)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(3 828)		(3 828)		(3 828)
Solde au 30 juin 2013	94 450	1	131 069	784 482	1 682	1 340	(330 670)	235	588 139	83 929	672 068

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

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

Période de six mois close le 30 juin 2012	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débentures 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
Perte nette							(132)		(132)	(3 928)	(4 060)
Autres éléments du résultat global								(5)	(5)		(5)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(132)	(5)	(137)	(3 928)	(4 065)
Paiement fondé sur des actions					222				222		222
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(23 572)		(23 572)		(23 572)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(2 125)		(2 125)		(2 125)
Solde au 30 juin 2012	81 282	1	82 589	656 281	1 583	1 340	(302 912)	223	439 105	110 471	549 576

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

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)

		Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
	Notes		(note 2.2.4)
Activités opérationnelles			
Bénéfice net (perte nette)		30 861	(4 060)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		24 008	19 741
Amortissement des immobilisations incorporelles		10 905	10 439
Quote-part du bénéfice des coentreprises		(3 706)	(594)
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		(31 156)	7 006
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	1 184	3 356
Amortissement des frais de financement	5	462	308
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débentures convertibles	5	781	758
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	5	132	353
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	5	119	115
Paie ment fondé sur des actions		171	222
Impôt différé		11 730	(1 298)
Incidence de la variation des taux de change		327	(12)
Autres		(41)	—
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	5	28 938	27 240
Intérêts versés		(28 933)	(27 097)
Distributions reçues des coentreprises		1 040	—
Profit sur les contreparties conditionnelles	6	—	(358)
Charge d'impôt exigible		1 658	950
Impôt sur le résultat payé, montant net		(783)	(1 783)
		47 697	35 286
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel	13	289	(3 267)
		47 986	32 019
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(19 504)	(23 572)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(3 111)	(2 125)
Augmentation de la dette à long terme		121 414	88 752
Remboursement au titre de la dette à long terme		(78 767)	(31 120)
Paie ment des frais de financement différés		(2 746)	(326)
Paie ment des frais d'émission sur les actions privilégiées		(353)	—
		16 933	31 609

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)

		Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
	Notes		(note 2.2.4)
Activités d'investissement			
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		2 825	38 486
Prêts consentis à des parties liées	15	(13 452)	—
Fonds nets prélevés de la réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne		392	192
Fonds nets (investis dans) prélevés de la réserve pour travaux d'entretien majeurs		(465)	9
Ajouts aux immobilisations corporelles		(51 811)	(76 081)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(28)	(335)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(10 229)	(1 936)
Participations dans des coentreprises		(5 484)	(100)
Ajout aux autres actifs non courants		(186)	(171)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		56	7
		(78 382)	(39 929)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		31	8
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(13 432)	23 707
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début		49 496	34 863
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin		36 064	58 570
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		29 408	50 078
Placements à court terme		6 656	8 492
		36 064	58 570

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 13.

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 Saint-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 8 août 2013.

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

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Ces états financiers consolidés résumés ont été préparés au moyen des méthodes comptables conformes aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). Les états financiers consolidés résumés sont conformes à IAS 34, *Information financière intermédiaire*. Les méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société, sauf celles portant sur l'adoption des nouvelles normes IFRS. 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 présentées dans le dernier rapport annuel de la Société.

2. APPLICATION DES NOUVELLES IFRS ET DES IFRS RÉVISÉES

2.1 Nouvelles IFRS et IFRS révisées ayant une incidence sur la performance financière et/ou la situation financière de la période considérée et/ou d'une période précédente

Application de normes nouvelles et révisées sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir

En mai 2011, un ensemble de cinq normes sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir a été publié; il s'agit notamment d'IFRS 10, *États financiers consolidés*, d'IFRS 11, *Partenariats*, d'IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, d'IAS 27 (modifiée en 2011), *États financiers individuels* et d'IAS 28 (modifiée en 2011), *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*. Pour la période considérée, la Société a adopté ces normes.

L'incidence de l'application de ces normes est présentée ci-dessous :

Incidence de l'application d'IFRS 10

IFRS 10 remplace les dispositions sur les états financiers consolidés d'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, et de SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 modifie la définition du contrôle de sorte qu'un investisseur contrôle une entité émettrice lorsqu'il est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. Pour satisfaire à la définition de contrôle aux termes d'IFRS 10, les trois critères suivants doivent être satisfaits : a) l'investisseur détient le pouvoir sur l'entité émettrice, b) l'investisseur est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et c) l'investisseur a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité émettrice de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient. Auparavant, le contrôle était défini comme le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin d'obtenir des avantages de ses activités. Des indications supplémentaires ont été incluses dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur contrôle une entité émettrice. En particulier, des indications détaillées ont été établies dans

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote d'une entité émettrice contrôle celle-ci. Par exemple, pour évaluer si un investisseur ayant moins de la majorité des droits de vote dans une entité émettrice détient un bloc de droits de vote suffisamment dominant pour remplir le critère relatif au pouvoir, IFRS 10 exige que l'investisseur prenne en considération tous les faits et circonstances pertinents, tout particulièrement le nombre de droits de vote qu'il détient par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs de droits de vote et à leur dispersion.

L'application d'IFRS 10 n'a pas eu d'incidence sur la comptabilisation de la Société, car la direction a conclu que toutes les entités qui ont été consolidées satisfaisaient toujours aux critères relatifs à la nouvelle définition du contrôle et doivent être consolidées.

Incidence de l'application d'IFRS 11

IFRS 11 remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 porte sur le classement d'un partenariat sur lequel deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. Conformément à IFRS 11, il n'existe que deux types de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises. En vertu d'IFRS 11, le classement des partenariats est déterminé en fonction des droits et des obligations des parties aux partenariats selon la structure, la forme juridique des partenariats, les clauses contractuelles fixées par les parties aux partenariats et, lorsque cela est pertinent, d'autres faits et circonstances. Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coparticipants) ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à celle-ci. Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coentrepreneurs) ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Auparavant, IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, regroupait trois types de partenariats : les entités contrôlées conjointement, les activités contrôlées conjointement et les actifs contrôlés conjointement. Le classement des partenariats conformément à IAS 31 était essentiellement déterminé selon la forme juridique de l'entreprise (p. ex. un partenariat qui était établi par le biais d'une entité distincte était comptabilisé comme une entité contrôlée conjointement).

La comptabilisation ultérieure des coentreprises et des entreprises communes est différente. Les participations dans des coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de la consolidation proportionnelle n'est plus permise). Les participations dans des entreprises communes sont comptabilisées de sorte que chaque coparticipant comptabilise et évalue les actifs et les passifs (ainsi que les produits et les charges liées) selon sa participation dans l'entreprise conformément aux normes applicables.

Après avoir appliqué IFRS 11, la Société a examiné et évalué la forme juridique et les stipulations des accords contractuels relatifs aux participations de la Société dans des partenariats. L'application d'IFRS 11 a modifié le classement et la comptabilisation ultérieure des participations de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Parc éolien communautaire Viger--Denonville, s.e.c. (« Viger-Denonville, s.e.c. »), qui étaient classés en tant qu'entités contrôlées conjointement conformément à la norme précédente et qui étaient comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle. En vertu d'IFRS 11, Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, s.e.c. sont comptabilisées à titre de coentreprises et les participations de la Société dans celles-ci doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le changement relatif à la comptabilisation de la participation de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, s.e.c. a été appliqué conformément aux dispositions transitoires pertinentes. Au 1^{er} janvier 2012, la participation initiale aux fins de l'application de la méthode de la mise en équivalence correspondait au total des valeurs comptables des actifs et des passifs que la Société avait auparavant comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Un tel changement de la comptabilisation a eu une incidence sur les montants présentés dans les états financiers consolidés de la Société (se référer à la note 2.2).

Incidence de l'application d'IFRS 12

IFRS 12 est une norme concernant les informations à fournir et elle s'applique aux entités qui ont des intérêts dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et/ou des entités structurées non consolidées. L'application d'IFRS 12 a donné lieu à des présentations d'informations plus détaillées aux notes 7, 14 et 16.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2 Informations supplémentaires selon les IFRS

2.2.1 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur le compte de résultat pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2012

	Période de trois mois close le 30 juin 2012		
	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Produits			
Produits opérationnels	56 047	(1 687)	54 360
Charges			
Charges opérationnelles	6 530	(60)	6 470
Frais généraux et administratifs	2 674	(35)	2 639
Charges liées aux projets potentiels	647	—	647
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur les instruments financiers dérivés	46 196	(1 592)	44 604
Charges financières	18 499	(305)	18 194
Autres produits, montant net	(825)	3	(822)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur les instruments financiers dérivés	28 522	(1 290)	27 232
Amortissement des immobilisations corporelles	10 698	(325)	10 373
Amortissement des immobilisations incorporelles	5 418	(168)	5 250
Quote-part de la perte des coentreprises	—	108	108
Perte nette latente sur les instruments financiers dérivés	28 010	(905)	27 105
Perte avant impôt sur le résultat	(15 604)	—	(15 604)
Charge (économie) d'impôt :			
Exigible	478	—	478
Différé	(4 217)	—	(4 217)
	(3 739)	—	(3 739)
Perte nette	(11 865)	—	(11 865)
Perte nette attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère	(9 055)	—	(9 055)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 810)	—	(2 810)
	(11 865)	—	(11 865)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.1 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur le compte de résultat pour les période de trois et six mois closes le 30 juin 2012 (suite)

	Période de six mois close le 30 juin 2012		
	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Produits			
Produits opérationnels	84 804	(2 375)	82 429
Charges			
Charges opérationnelles	12 254	(120)	12 134
Frais généraux et administratifs	5 741	(69)	5 672
Charges liées aux projets potentiels	1 730	—	1 730
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette latente sur les instruments financiers dérivés	65 079	(2 186)	62 893
Charges financières	32 743	(613)	32 130
Autres produits, montant net	(1 426)	5	(1 421)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette latente sur les instruments financiers dérivés	33 762	(1 578)	32 184
Amortissement des immobilisations corporelles	20 391	(650)	19 741
Amortissement des immobilisations incorporelles	10 775	(336)	10 439
Quote-part du bénéfice des coentreprises	—	(594)	(594)
Perte nette latente sur les instruments financiers dérivés	7 004	2	7 006
Perte avant impôt sur le résultat	(4 408)	—	(4 408)
Charge (économie) d'impôt :			
Exigible	950	—	950
Différé	(1 298)	—	(1 298)
	(348)	—	(348)
Perte nette	(4 060)	—	(4 060)
Perte nette attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère	(132)	—	(132)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 928)	—	(3 928)
	(4 060)	—	(4 060)

L'application d'IFRS 11 n'a eu aucune incidence sur le résultat global.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.2 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière au 31 décembre 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	52 048	(2 552)	49 496
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	87 811	—	87 811
Débiteurs	50 786	(724)	50 062
Comptes de réserve	1 816	—	1 816
Actifs d'impôt exigible	443	—	443
Instruments financiers dérivés	2 116	(423)	1 693
Prêts consentis à des partenaires	23 444	—	23 444
Charges payées d'avance et autres	4 789	(74)	4 715
	<u>223 253</u>	<u>(3 773)</u>	<u>219 480</u>
Comptes de réserve	46 933	(1 133)	45 800
Immobilisations corporelles	1 453 944	(26 832)	1 427 112
Immobilisations incorporelles	440 498	(11 074)	429 424
Frais de développement liés aux projets	107 165	(3 636)	103 529
Participations dans des coentreprises	—	18 935	18 935
Instruments financiers dérivés	6 698	—	6 698
Actifs d'impôt différé	5 846	—	5 846
Goodwill	8 269	—	8 269
Autres actifs non courants	31 347	—	31 347
	<u>2 323 953</u>	<u>(27 513)</u>	<u>2 296 440</u>

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.2 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière au 31 décembre 2012 (suite)

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires	14 643	—	14 643
Fournisseurs et autres créditeurs	41 337	(84)	41 253
Passifs d'impôt exigible	1 541	—	1 541
Instruments financiers dérivés	17 855	(657)	17 198
Tranche à court terme de la dette à long terme	64 452	(526)	63 926
	139 828	(1 267)	138 561
Retenues de garanties au titre de la construction	1 668	—	1 668
Instruments financiers dérivés	64 023	(3 215)	60 808
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	13 063	(164)	12 899
Dette à long terme	1 189 649	(22 867)	1 166 782
Composante passif des débetures convertibles	79 655	—	79 655
Contreparties conditionnelles	2 775	—	2 775
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	6 095	—	6 095
Passifs d'impôt différé	139 265	—	139 265
	1 636 021	(27 513)	1 608 508
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires	120 500	—	120 500
Actions privilégiées	131 069	—	131 069
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	656 281	—	656 281
Paiement fondé sur des actions	1 511	—	1 511
Composante capitaux propres des débetures convertibles	1 340	—	1 340
Déficit	(330 621)	—	(330 621)
Cumul des autres éléments du résultat global	241	—	241
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	580 321	—	580 321
Participations ne donnant pas le contrôle	107 611	—	107 611
Total des capitaux propres	687 932	—	687 932
	2 323 953	(27 513)	2 296 440

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.3 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière au 1^{er} janvier 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	35 279	(416)	34 863
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	53 415	—	53 415
Débiteurs	36 894	(336)	36 558
Actifs d'impôt exigible	1 664	—	1 664
Instruments financiers dérivés	1 791	—	1 791
Charges payées d'avance et autres	4 074	(97)	3 977
	133 117	(849)	132 268
Actifs non courants			
Comptes de réserve	42 154	(915)	41 239
Immobilisations corporelles	1 259 834	(28 124)	1 231 710
Immobilisations incorporelles	441 262	(11 750)	429 512
Frais de développement liés aux projets	98 042	(801)	97 241
Participations dans des coentreprises	—	14 499	14 499
Instruments financiers dérivés	8 248	—	8 248
Actifs d'impôt différé	24 485	—	24 485
Goodwill	8 269	—	8 269
Autres actifs non courants	17 998	—	17 998
	2 033 409	(27 940)	2 005 469

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.3 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière au 1^{er} janvier 2012 (suite)

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires	12 848	—	12 848
Fournisseurs et autres créiteurs	26 616	(57)	26 559
Passifs d'impôt exigible	2 835	—	2 835
Instruments financiers dérivés	20 287	(1 227)	19 060
Tranche à court terme de la dette à long terme	19 475	(493)	18 982
Contreparties conditionnelles	983	—	983
	83 044	(1 777)	81 267
Retenues de garantie au titre de la construction			
	2 081	—	2 081
Instruments financiers dérivés	71 158	(2 772)	68 386
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	41 267	—	41 267
Dette à long terme	1 030 037	(23 391)	1 006 646
Composante passif des débetures convertibles	79 490	—	79 490
Contreparties conditionnelles	2 904	—	2 904
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	3 858	—	3 858
Passifs d'impôt différé	140 454	—	140 454
	1 454 293	(27 940)	1 426 353
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires	1	—	1
Actions privilégiées	82 589	—	82 589
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	656 281	—	656 281
Paiement fondé sur des actions	1 361	—	1 361
Composante capitaux propres des débetures convertibles	1 340	—	1 340
Déficit	(277 083)	—	(277 083)
Cumul des autres éléments du résultat global	228	—	228
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	464 717	—	464 717
Participations ne donnant pas le contrôle	114 399	—	114 399
Total des capitaux propres	579 116	—	579 116
	2 033 409	(27 940)	2 005 469

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.4 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur le tableau des flux de trésorerie pour la période de six mois close le 30 juin 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	33 456	(1 437)	32 019
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	31 367	242	31 609
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(40 211)	282	(39 929)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	8	—	8
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	24 620	(913)	23 707

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

3.1 Participations dans des coentreprises

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Les résultats et les actifs et passifs des coentreprises sont comptabilisés dans les présents états financiers consolidés résumés selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, une participation dans une coentreprise est initialement comptabilisée au coût dans l'état consolidé de la situation financière, puis est ajustée par la suite pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net et les autres éléments du résultat global de la coentreprise. Si la quote-part de la Société dans les pertes d'une coentreprise est supérieure à sa participation dans celle-ci (y compris toute participation à long terme qui, en substance, constitue une partie de l'investissement net de la Société dans la coentreprise), la Société cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir. Les pertes additionnelles sont comptabilisées seulement dans la mesure où la Société a contracté une obligation légale ou implicite ou a effectué des paiements au nom de la coentreprise.

Une participation est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence à partir de la date à laquelle l'entité émettrice devient une coentreprise. Lors de l'acquisition de la participation dans une coentreprise, tout excédent du coût de la participation par rapport à la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables de l'entité émettrice est comptabilisé à titre de goodwill, qui est inclus dans la valeur comptable de la participation. Tout excédent de la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables sur le coût de la participation, après réévaluation, est immédiatement comptabilisé en résultat net.

Les exigences d'IAS 39 sont appliquées pour déterminer s'il est nécessaire de comptabiliser toute perte de valeur liée à la participation de la Société dans une coentreprise. Lorsque cela est nécessaire, la totalité de la valeur comptable de la participation (y compris le goodwill) est soumise à un test de dépréciation conformément à IAS 36, *Dépréciation d'actifs*, comme un actif unique en comparant sa valeur recouvrable (montant le plus élevé entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable. Toute perte de valeur comptabilisée fait partie de la valeur comptable de la participation. Toute reprise de cette perte de valeur est comptabilisée selon IAS 36 dans la mesure où la valeur recouvrable de la participation augmente par la suite.

La Société cesse d'utiliser la méthode de la mise en équivalence à compter de la date à laquelle sa participation cesse d'être une participation dans une coentreprise. Si la Société conserve une participation dans l'ancienne coentreprise et que cette participation conservée est un actif financier, la Société évalue la participation conservée à la juste valeur à cette date, et la juste valeur est considérée comme sa juste valeur lors de la comptabilisation initiale selon IAS 39. La différence entre la valeur comptable de la coentreprise à la date de cessation de l'application de la méthode de la mise en équivalence, et la juste valeur des intérêts conservés et tout produit lié à la sortie d'une partie de la participation dans la coentreprise est incluse dans la détermination du profit ou de la perte à la cession de la

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

coentreprise. En outre, la Société comptabilise tous les montants comptabilisés antérieurement dans les autres éléments du résultat global au titre de cette coentreprise de la même manière que si cette coentreprise avait directement sorti les actifs ou les passifs correspondants. Ainsi, dans le cas où un profit ou une perte comptabilisé antérieurement dans les autres éléments du résultat global par cette coentreprise serait reclassé en résultat net lors de la sortie des actifs ou des passifs correspondants, la Société reclasse le profit ou la perte par virement depuis les capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsqu'elle cesse d'appliquer la méthode de la mise en équivalence.

3.2 Participations dans des entreprises communes

Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Lorsque la Société exerce ses activités aux termes d'entreprises communes, la Société, en tant que coparticipant, comptabilise les éléments suivants relativement à ses intérêts dans une entreprise commune :

- ses actifs, y compris sa quote-part des actifs détenus conjointement, le cas échéant;
- ses passifs, y compris sa quote-part des passifs assumés conjointement, le cas échéant;
- les produits qu'elle a tirés de la vente de sa quote-part de la production générée par l'entreprise commune;
- sa quote-part des produits tirés de la vente de la production générée par l'entreprise commune;
- les charges qu'elle a engagées, y compris sa quote-part des charges engagées conjointement, le cas échéant.

La Société comptabilise les actifs, les passifs, les produits et les charges relatifs à ses intérêts dans une entreprise commune en conformité avec les IFRS qui s'appliquent à ces actifs, passifs, produits et charges.

Lorsque la Société conclut une transaction (comme une vente ou un apport d'actifs) avec une entreprise commune dans laquelle une entité faisant partie d'un groupe est un coparticipant, c'est avec les autres parties à l'entreprise commune que la Société effectue la transaction. Par conséquent, la Société ne doit comptabiliser les gains et les pertes découlant d'une telle transaction dans ses états financiers consolidés qu'à hauteur des intérêts des autres parties dans l'entreprise commune.

Lorsque la Société conclut une transaction (comme un achat d'actifs) avec une entreprise commune dans laquelle une entité faisant partie d'un groupe est un coparticipant, la Société ne doit pas comptabiliser sa quote-part des gains ou des pertes avant d'avoir revendu ces actifs à un tiers.

4. CHARGES OPÉRATIONNELLES

	Période de trois mois close le 30 juin 2013	Période de trois mois close le 30 juin 2012	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Salaires	741	700	1 390	1 332
Assurances	498	411	986	808
Exploitation et entretien	3 848	2 715	6 916	5 490
Impôts fonciers et redevances	3 172	2 644	5 425	4 504
	8 259	6 470	14 717	12 134

Les amortissements comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat sont principalement liés aux charges opérationnelles engagées pour générer des produits opérationnels.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

5. CHARGES FINANCIÈRES

	Période de trois mois close le 30 juin 2013	Période de trois mois close le 30 juin 2012	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	14 620	13 790	28 938	27 240
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	3 308	3 581	1 184	3 356
Amortissement des frais de financement	244	173	462	308
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	364	349	781	758
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	66	244	132	353
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	62	57	119	115
Autres	162	—	162	—
	18 826	18 194	31 778	32 130

6. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	Période de trois mois close le 30 juin 2013	Période de trois mois close le 30 juin 2012	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Coûts de transaction	165	95	276	95
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	3 259	—	3 259	—
Perte de change réalisée	195	92	261	—
Profit sur les contreparties conditionnelles	—	—	—	(358)
Autres produits, montant net	(661)	(239)	(1 211)	(388)
Indemnisation d'un entrepreneur	—	(770)	—	(770)
Règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition	—	—	(2 000)	—
	2 958	(822)	585	(1 421)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

7. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

7.1 Informations détaillées sur les coentreprises significatives

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des coentreprises significatives de la Société à la fin de la période de présentation de l'information financière :

Nom de la coentreprise	Activité principale	Province de constitution et province où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			30 juin 2013	31 décembre 2012
Umbata Falls, L.P.	Exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville, s.e.c.	Développer, construire, posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %

Dans les présents états financiers consolidés résumés, les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le tableau suivant présente un sommaire de l'information financière relative aux coentreprises significatives de la Société. Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers de la coentreprise qui ont été préparés selon les IFRS.

Umbata Falls, L.P.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 655	1 254	73
Autres actifs courants	1 777	1 547	822
Actifs courants	3 432	2 801	895
Actifs non courants	77 723	79 679	83 244
Fournisseurs et autres créditeurs	173	155	66
Autres passifs courants	2 240	2 227	3 512
Passifs courants	2 413	2 382	3 578
Passifs non courants	49 266	53 225	53 394

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Produits	4 914	4 846
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	367	372
	4 547	4 474
Charges financières	1 242	1 256
Autres produits, montant net	(16)	(9)
Amortissements	2 013	2 013
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(3 418)	(3)
Bénéfice net et résultat global	4 726	1 217

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés :

	Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Actif net de la coentreprise	29 476	26 873	27 167
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	49 %	49 %	49 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	14 443	13 167	13 311

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Viger-Denonville, s.e.c.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Trésorerie et équivalents de trésorerie	154	3 875	762
Autres actifs courants	10 845	916	59
Actifs courants	10 999	4 791	821
Actifs non courants	31 434	7 274	1 603
Fournisseurs et autres créditeurs	639	17	48
Autres passifs courants	13 468	183	—
Passifs courants	14 107	200	48
Passifs non courants	3 042	328	—

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Produits	—	—
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	4	5
	(4)	(5)
Charges financières	—	—
Autres produits, montant net	(897)	—
Amortissements	1	—
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(1 888)	—
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	2 780	(5)

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés :

	Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Actif net de la coentreprise	25 284	11 537	2 376
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	50 %	50 %	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	12 642	5 768	1 188

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

8. CALCUL DU BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

Le bénéfice net attribuable aux propriétaires de la Société est ajusté en fonction des dividendes sur les actions privilégiées de la façon suivante :

	Période de trois mois close le 30 juin 2013	Période de trois mois close le 30 juin 2012	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	28 302	(9 055)	31 099	(132)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 781)	(1 063)	(3 828)	(2 125)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	26 521	(10 118)	27 271	(2 257)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	94 370	81 282	94 142	81 282
Bénéfice net (perte nette) de base par action (en \$)	0,28	(0,12)	0,29	(0,03)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	94 370	81 282	94 142	81 282
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) (a)	63	157	77	154
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	94 433	81 439	94 219	81 436
Bénéfice net (perte nette) dilué(e) par action (en \$) (b)	0,28	(0,12)	0,29	(0,03)

- a. Au cours de la période de trois mois terminée le 30 juin 2013, 2 073 420 des 2 736 684 options sur actions (1 034 000 des 2 677 444 options sur actions au 30 juin 2012) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles (même nombre qu'au 30 juin 2012) 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 de six mois terminée le 30 juin 2013, 1 263 000 des 2 736 684 options sur actions (1 034 000 des 2 677 444 options sur actions au 30 juin 2012) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles (même nombre qu'au 30 juin 2012) 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.

- b. Au cours des périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 2012, 1 643 444 des 2 677 444 options sur actions ont été exclue du calcul du résultat net dilué par action, car cela aurait eu un effet antidilutif en raison d'une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires. Les débetures convertibles étaient non dilutives, le cours moyen des actions ordinaires étant inférieur au prix de conversion. Au total, 7 558 684 actions ordinaires auraient pu être émises lors de la conversion des débetures convertibles.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autres équipements	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2013	2 105	920 369	370 819	124 133	140 901	6 126	1 564 453
Ajouts	18	253	1 770	(100)	54 372	385	56 898
Cessions	—	—	—	—	—	(130)	(130)
Écarts de change, montant net	4	302	—	—	—	7	313
Au 30 juin 2013	2 127	920 924	372 589	124 233	195 273	6 388	1 621 534
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2013	—	(83 609)	(47 255)	(3 965)	—	(2 512)	(137 341)
Amortissement	—	(11 562)	(8 780)	(2 974)	—	(692)	(24 008)
Cessions	—	—	—	—	—	87	87
Écarts de change, montant net	—	(89)	—	—	—	(2)	(91)
Au 30 juin 2013	—	(95 260)	(56 035)	(6 939)	—	(3 119)	(161 353)
Valeur nette au 30 juin 2013	2 127	825 664	316 554	117 294	195 273	3 269	1 460 181

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

Les immobilisations corporelles comprennent les frais de financement capitalisés de 17 210 \$ au 30 juin 2013 (11 440 \$ au 31 décembre 2012), engagés avant l'utilisation de l'actif.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont capitalisés intégralement à l'immobilisation corporelle concernée. Les frais de financement liés au crédit à terme renouvelable de la Société sont capitalisés pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée.

Le coût des installations a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 935 \$ (472 \$ au 31 décembre 2012).

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

10. DETTE À LONG TERME

a. Facilité à terme de crédit rotatif

Le 17 juin 2013, la Société a prolongé sa facilité à terme de crédit rotatif de 425 000 \$ avec une nouvelle durée de cinq ans venant à échéance en 2018. Toutes les modalités du prêt demeurent inchangées et ses conditions d'utilisation sont plus souples.

b. Carleton

Le 26 juin 2013, la Société a obtenu un emprunt à terme sans recours de 52 800 \$ afin de refinancer la tranche de sa participation dans le parc éolien Carleton, situé au Québec, au Canada. L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 14 ans, amorti sur une période de 14 ans à compter du 26 juin 2013. L'emprunt à terme porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable (taux de 3,28 %). L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital varient et s'établissent à 3 045 \$ pour la période de douze mois suivant le refinancement.

c. Northwest Stave River

Le 23 mai 2013, la Société a conclu un financement sans recours de 71 972 \$ pour un prêt de construction et un prêt à terme visant le projet hydroélectrique Northwest Stave River en construction en Colombie-Britannique. Le prêt de construction porte intérêt à un taux fixe de 5,3 %; il sera converti en un prêt à terme de 40 ans lors de la mise en service du projet et il sera amorti sur une période de 35 ans à compter de la sixième année. Ce prêt est garanti par les actifs de Northwest Stave River L.P., d'une valeur comptable d'environ 94 200 \$.

11. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Les résolutions spéciales visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution ne soit versé aux actionnaires, ont été adoptées le 14 mai 2013. Cela a donné lieu à une diminution de 128 201 \$ du compte de capital des actionnaires et à une augmentation de 128 201 \$ du surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires.

12. DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes versés par la Société au cours de la période :

Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes versés par action privilégiée de série C (\$) ¹
31/12/2012	15/01/2013	0,1450	0,3125	—
28/03/2013	15/04/2013	0,1450	0,3125	0,492300
28/06/2013	15/07/2013	0,1450	0,3125	0,359375
		0,4350	0,9375	0,851675

1. Le versement de dividendes initial a été plus élevé afin de tenir compte des dividendes accumulés depuis la date de clôture du placement d'actions privilégiées de série C, soit le 11 décembre 2012. Le montant des dividendes normalement versé chaque trimestre est de 0,359375 \$.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

13. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Débiteurs et actifs d'impôt exigible	8 621	(2 433)
Charges payées d'avance et autres	(1 276)	(65)
Fournisseurs, autres créiteurs et passifs d'impôt	(7 056)	(769)
	289	(3 267)

b. Renseignements supplémentaires

	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 3 230 \$ (2 160 \$ en 2012))	32 163	29 257
<i>Transactions hors trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	4 899	(1 289)
Frais de développement impayés	880	—
Immobilisations incorporelles impayées	(27)	—
Frais d'émission des actions privilégiées impayés	(353)	—
Frais de financement impayés	48	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(7 702)	—

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

14. FILIALES

14.1 Informations générales sur les filiales

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales significatives de la Société à la fin de la période de présentation de l'information financière.

Nom des filiales	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012
Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	50,01 %	50,01 %
Creek Power Inc. et ses six filiales	Développer, construire, posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	66,67 %	66,67 %
Kwoiek Creek Resources L.P. ¹	Développer, construire, posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %
Ashlu Creek Investments, L.P.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	100,00 %	100,00 %
Innergex S.E.C.	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	100,00 %	100,00 %
Innergex GM, S.E.C.	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100,00 %	100,00 %
Stardale Solar L.P.	Posséder et exploiter une installation solaire	Ontario	100,00 %	100,00 %

1. Le pourcentage des titres de participation et le pourcentage des droits de vote détenus sont identiques, sauf en ce qui a trait au projet Kwoiek Creek, dans lequel la Société détient une participation économique de plus de 50 %.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

La Société détient des filiales dont les principales activités se résument comme suit :

Activité principale	Établissement principal	Nombre de filiales	
		Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012
Posséder ou exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	5	5
	Ontario	4	4
	Colombie-Britannique	19	19
	États-Unis	1	1
		29	29
Posséder ou exploiter des parcs éoliens	Québec	10	10
Posséder ou exploiter une installation solaire	Ontario	2	2
Concevoir ou construire des installations hydroélectriques	Colombie-Britannique	14	12
Gestion et autres	Québec	8	6
	Ontario	3	2
	Colombie-Britannique	8	8
	États-Unis	2	2
	Nouvelle-Écosse	2	2
		23	20
		78	73

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

14.2 Informations détaillées sur les filiales qui ne sont pas entièrement détenues et qui détiennent des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales de la Société qui ne sont pas entièrement détenues :

Nom des filiales	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par les détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		Perte attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle pour les périodes closes les		Cumul des participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		30 juin 2013	31 décembre 2012	30 juin 2013	30 juin 2012	30 juin 2013	31 décembre 2012
Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales	Colombie-Britannique	49,99 %	49,99 %	(85)	(942)	91 324	114 853
Creek Power Inc. et ses six filiales	Colombie-Britannique	33,33 %	33,33 %	(132)	(382)	(136)	(4)
Kwoiek Creek Resources, L.P. ¹	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %	(3)	(2 604)	(7 131)	(7 128)
Autres	Divers	Divers	Divers	(18)	—	(128)	(110)

1. Le pourcentage des titres de participation et le pourcentage des droits de vote détenus sont identiques, sauf en ce qui a trait au projet Kwoiek Creek, dans lequel la Société détient une participation économique de plus de 50 %.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Un sommaire de l'information financière à l'égard de chaque filiale de la Société détenant des participations importantes ne donnant pas le contrôle est présenté ci-dessous. Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales

	Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	30 312	69 089
Actifs non courants	671 558	680 279
Passifs courants	13 994	16 588
Passifs non courants	461 970	459 221
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	134 582	158 706
Participations ne donnant pas le contrôle	91 324	114 853

	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	25 861	25 451
Charges	(26 615)	(27 826)
Perte nette et résultat global	(754)	(2 375)
Perte nette et résultat global attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(669)	(1 433)
Participations ne donnant pas le contrôle	(85)	(942)
	(754)	(2 375)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	23 444	—
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
(Sorties) entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(6 415)	4 209
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités de financement	(3 896)	(3 726)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	4 199	37 662
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(6 112)	38 145

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Creek Power Inc. et ses six filiales

	Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	1 234	1 358
Actifs non courants	48 028	40 010
Passifs courants	10 912	8 987
Passifs non courants	50 178	43 852
Déficit attribuables aux propriétaires	(11 692)	(11 467)
Déficit lié aux participations ne donnant pas le contrôle	(136)	(4)

	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	868	729
Charges	(1 226)	(2 364)
Perte nette et résultat global	(358)	(1 635)

Perte nette et résultat global attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(226)	(1 253)
Participations ne donnant pas le contrôle	(132)	(382)
	(358)	(1 635)

Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(969)	(697)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	8 048	1 273
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(7 873)	(1 081)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(794)	(505)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Kwoiek Creek Resources L.P.

	Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	57 212	88 502
Actifs non courants	156 517	113 796
Passifs courants	25 985	17 529
Passifs non courants	202 404	199 424
Déficit attribuables aux propriétaires	(7 529)	(7 527)
Déficit lié aux participations ne donnant pas le contrôle	(7 131)	(7 128)

	Période de six mois close le 30 juin 2013	Période de six mois close le 30 juin 2012
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	—	—
Charges	(5)	(5 204)
Perte nette et résultat global	(5)	(5 204)
Perte nette et résultat global attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(2)	(2 600)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3)	(2 604)
	(5)	(5 204)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	488	509
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	2 980	28 485
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(2 545)	(28 225)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	923	769

14.3 Soutien financier à une entité structurée

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre partenaire, la Société arrive à la conclusion qu'elle contrôle Kwoiek Creek Resources L.P.

La Société sera responsable du financement d'environ 20 % des coûts en capital et prêtera ce montant à Kwoiek Creek Resources L.P. ou investira dans des parts privilégiées de cette entité.

La participation de Kwoiek Creek Resources Inc., l'autre partenaire, peut atteindre un montant maximal de 3 200 \$ sous forme de dette subordonnée ou de parts privilégiées.

La Société a investi un montant total de 46 254 \$ dans Kwoiek Creek Resources L.P. sous forme de dette subordonnée et de parts privilégiées. Cet investissement fournira à la Société des bénéfices sous forme d'intérêts et de distributions privilégiées.

Les intérêts ou les distributions sur le total de la dette subordonnée et des actions privilégiées seront par la suite payables annuellement sous réserve de la disponibilité de produits bruts. Les intérêts ou les distributions sur les parts privilégiées doivent être payés avant de procéder à toute distribution sur les parts ordinaires.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

15. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Au cours du quatrième trimestre de 2012, la société mère des centrales en exploitation de Harrison a distribué un montant de 46 900 \$ à ses partenaires. Les fonds ont été distribués sous forme de prêts ne portant pas intérêt accordés à la Société et à ses partenaires. Les prêts d'un montant de 23 444 \$ ont été présentés à titre de prêts consentis à des partenaires au 31 décembre 2012. Ces prêts ont été remboursés au cours du deuxième trimestre de 2013 directement à partir d'une distribution de la société mère des centrales en exploitation de Harrison, et une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle a été comptabilisée sans incidence sur les flux de trésorerie.

Au cours du deuxième trimestre de 2013, un prêt a été consenti au projet Viger--Denonville s.e.c. jusqu'à ce que le financement relatif à ce projet ait été obtenu. Ce prêt porte intérêt au même taux que celui qu' Innergex verse à ses prêteurs relativement à la facilité de crédit renouvelable, majoré d'une marge.

16. ENTREPRISES COMMUNES

Nom des entités	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			30 juin 2013	31 décembre 2012
Innergex AAV, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex BDS, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex CAR, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex GM, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex MS, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Autres	Exploiter des parcs éoliens	Québec	38 % à 50 %	38 % à 50 %

1. Chaque société en commandite détient une participation de 38 % dans les actifs, les passifs, les produits et les charges ainsi que 50 % des droits de vote des entreprises communes.

17. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société possède 21 centrales hydroélectriques, cinq parcs éoliens et un parc solaire au Canada, ainsi qu'une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2013, les produits opérationnels générés par la centrale hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 1 231 \$ et 1 474 \$ (1 125 \$ et 1 551 \$ en 2012), soit un apport de 2,0 % et de 1,5 % aux produits opérationnels consolidés de la Société (2,1 % et 1,9 % en 2012).

Secteurs opérationnels

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

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans les principales méthodes comptables. La Société évalue le rendement en fonction du bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et profit net (perte nette) latent(e) sur instruments financiers dérivés. La Société comptabilise au coût les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à celui de la production hydroélectrique, de la production éolienne ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

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

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

Période de trois mois close le 30 juin 2013					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	46 611	11 097	5 459	—	63 167
Charges :					
Charges opérationnelles	5 567	2 403	289	—	8 259
Frais généraux et administratifs	1 795	615	53	461	2 924
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	724	724
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	39 249	8 079	5 117	(1 185)	51 260
Charges financières					18 826
Autres produits, montant net					2 958
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					29 476
Amortissement des immobilisations corporelles					11 999
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 453
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(3 832)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(27 318)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					43 174

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Période de trois mois close le 30 juin 2012					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	41 932	9 034	3 394	—	54 360
Charges :					
Charges opérationnelles	4 661	1 768	41	—	6 470
Frais généraux et administratifs	1 483	589	29	538	2 639
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	647	647
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	35 788	6 677	3 324	(1 185)	44 604
Charges financières					18 194
Autres produits, montant net					(822)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					27 232
Amortissement des immobilisations corporelles					10 373
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 250
Quote-part de la perte des coentreprises					108
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					27 105
Perte avant impôt sur le résultat					(15 604)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Période de six mois close le 30 juin 2013					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	63 185	27 298	8 372	—	98 855
Charges :					
Charges opérationnelles	9 644	4 473	600	—	14 717
Frais généraux et administratifs	3 643	1 210	171	902	5 926
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 549	1 549
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	49 898	21 615	7 601	(2 451)	76 663
Charges financières					31 778
Autres charges, montant net					585
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					44 300
Amortissement des immobilisations corporelles					24 008
Amortissement des immobilisations incorporelles					10 905
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(3 706)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(31 156)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					44 249
Au 30 juin 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 274 471	396 392	135 731	494 587	2 301 181
Total du passif	797 289	383 584	137 890	310 350	1 629 113
Ajouts d'immobilisations corporelles	271	1 770	100	54 757	56 898

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Période de six mois close le 30 juin 2012

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	57 967	21 068	3 394	—	82 429
Charges :					
Charges opérationnelles	8 386	3 707	41	—	12 134
Frais généraux et administratifs	2 833	1 385	29	1 425	5 672
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 730	1 730
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	46 748	15 976	3 324	(3 155)	62 893
Charges financières					32 130
Autres produits, montant net					(1 421)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					32 184
Amortissement des immobilisations corporelles					19 741
Amortissement des immobilisations incorporelles					10 439
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(594)
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					7 006
Perte avant impôt sur le résultat					(4 408)

Au 31 décembre 2012

Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 281 758	423 634	139 222	451 826	2 296 440
Total du passif	809 611	383 435	144 555	270 907	1 608 508
Ajouts d'immobilisations corporelles	612	3 682	153	169 449	173 896

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

18. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

a. Dividendes déclarés par le conseil d'administration

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par action privilégiée de série C (\$)
08/08/2013	30/09/2013	15/10/2013	0,1450	0,3125	0,359375

b. Conclusion de l'acquisition de Magpie

Le 25 juillet 2013, la Société a conclu l'acquisition annoncée précédemment de la centrale Magpie, située au Québec, auprès du groupe de sociétés Hydromega Services Inc. Magpie est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 40,6 MW située sur les terres publiques de la MRC de la Minganie, au nord-est du Québec. Cette centrale a été mise en service en 2007, et toute l'électricité qu'elle produit est vendue à Hydro-Québec conformément à un accord d'achat d'électricité à prix forfaitaire de 25 ans, lequel prévoit une augmentation annuelle de 1 % du prix de vente. Magpie génère une production annuelle moyenne d'environ 185 000 MWh.

La Société a acquis les parts ordinaires de la centrale dans une proportion de 99,999 %. Toutefois, la MRC de la Minganie détient 30 % des parts avec droit de vote ainsi qu'une débenture convertible d'une valeur nominale de 3 000 \$ qui comprend un paiement d'intérêts annuel d'environ 465 \$, et une débenture de 2 000 \$ ne portant pas intérêt remboursable au cours des cinq prochaines années. La débenture convertible donne le droit à la municipalité de détenir une participation de 30 % dans la centrale à la suite de la conversion de la débenture qui aura lieu le 1^{er} janvier 2025; dès que la débenture ne portant pas intérêt aura été remboursée, la Société aura la possibilité de lancer la conversion de cette débenture en tout temps avant cette date.

La Société a réglé le montant d'achat final de 28 577 \$ en trésorerie et pris en charge une dette liée au projet s'élevant à 55 438 \$, laquelle comprend un financement sans recours de 50 438 \$ qui sera réglé au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis d'environ 406 \$ jusqu'en 2017 et d'environ 379 \$ par la suite jusqu'en 2031, dont le taux d'intérêt fixe combiné est de 6,35 %, ainsi que les deux débentures détenues par la MRC de la Minganie susmentionnées. Ces dettes seront ajustées à la juste valeur au moment où la Société les consolidera.

c. Conclusion du financement du projet éolien Viger-Denonville

Le 7 août 2013, Viger-Denonville, s.e.c. a conclu un financement de projet sans recours aux fins de la construction et un emprunt à terme de 61 700 \$ pour le projet éolien Viger-Denonville, qui est situé au Québec. Le prêt de construction de 61 700 \$ porte intérêt aux taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un total de 3,82 % au 7 août 2013; à la suite de la mise en service du projet, il sera converti en un prêt à terme de 18 ans. Viger-Denonville, s.e.c. a aussi conclu un prêt à court terme de 5 500 \$, dont le taux d'intérêt est variable, visant à financer la construction du système de sous-station et de collecteur, pour lequel il sera en droit d'exiger un remboursement d'Hydro-Québec en 2014.

Parallèlement à la conclusion du financement, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé les contrats à terme sur obligations qui étaient utilisés pour couvrir le taux d'intérêt applicable à la dette et ainsi protéger le rendement attendu du projet, ce qui a permis de réaliser un profit sur les instruments financiers dérivés d'environ 2,2 M\$ et de contrebalancer en partie la hausse du taux d'intérêt applicable à la dette liée au projet. Viger-Denonville, s.e.c. a conclu un swap de taux d'intérêt de 58 520 \$, qui viendra à échéance en 2031 et qui porte intérêt à un taux de 3,40%.

d. Changement au régime de réinvestissement des dividendes

En raison des conditions de marché actuelles, la Société a décidé d'éliminer l'escompte de 2,5 % applicable au prix d'achat des actions émises à l'intention des actionnaires qui participent au régime de réinvestissement des dividendes. Cette modification est entrée en vigueur le 8 août 2013.