

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2013

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 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)

Innergex énergie renouvelable inc. est un chef de file indépendant de l'industrie canadienne de l'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, possède et exploite des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires photovoltaïques et exerce ses activités au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique et dans l'Idaho, aux États-Unis. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débentures convertibles sous le symbole INE.DB.

La mission d'Innergex est d'accroître sa production d'énergie renouvelable grâce à des installations de grande qualité, développées et exploitées dans le respect de l'environnement et le meilleur intérêt des communautés hôtes, de ses partenaires et de ses investisseurs.

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 mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 5 novembre 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 mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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.

FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2013

- La production s'est établie à 106 % de la PMLT à la faveur de la disponibilité des ressources supérieure à la moyenne
- Les produits opérationnels ont augmenté de 23 % pour atteindre 58,0 M\$ par rapport à l'exercice précédent
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 27 % pour atteindre 46,7 M\$ par rapport à l'exercice précédent
- Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont augmenté pendant le trimestre pour se chiffrer à 38,8 M\$ comparativement à 16,8 M\$ par rapport à l'exercice précédent
- L'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie de 40,6 MW a été conclue le 25 juillet
- Le financement de projet de 61,7 M\$ pour le projet éolien Viger-Denonville a été conclu le 7 août
- D'importantes améliorations des immobilisations étaient en cours à la centrale Miller Creek
- La construction a débuté au début octobre à trois projets hydroélectriques en développement en Colombie-Britannique
- La centrale hydroélectrique Kwoiek Creek commence à produire de l'électricité à la fin octobre

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	3	Liquidités et ressources en capital	20
Information prospective	3	Dividendes	21
Renseignements supplémentaires et mises à jour	4	Situation financière	22
Vue d'ensemble	5	Information sectorielle	26
Stratégie de la Société	6	Renseignements financiers trimestriels	29
Mise à jour trimestrielle	7	Participations dans des coentreprises	30
Projets en développement	10	Filiales non entièrement détenues	33
Projets potentiels	11	Principales conventions comptables	35
Résultats opérationnels	12	Modifications de méthodes comptables	36

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 septembre 2013. Durant la période de trois mois close le 30 septembre 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, les produits opérationnels, les coûts totaux de 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.

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, pourraient faire en sorte que les résultats ou le rendement réels de la Société diffèrent considérablement 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 « Facteurs de risque » de la Notice annuelle de la Société. Ils comprennent notamment les facteurs suivants : la capacité de la Société de mettre en œuvre 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

RAPPORT DE GESTION

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

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 du projet en développement d'Hydroméga; l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée et le début des activités des centrales d'énergie solaire photovoltaïque. 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.

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)

VUE D'ENSEMBLE

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui 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.

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 6,1 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 19,1 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 six des projets; 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 pour lesquels une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres (« AO ») ou 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.



	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 politique de dividende de la Société est 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 ») et le BAIIA ajusté divisé par les produits opérationnels (« marge du 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 ne 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 supplémentaire 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.

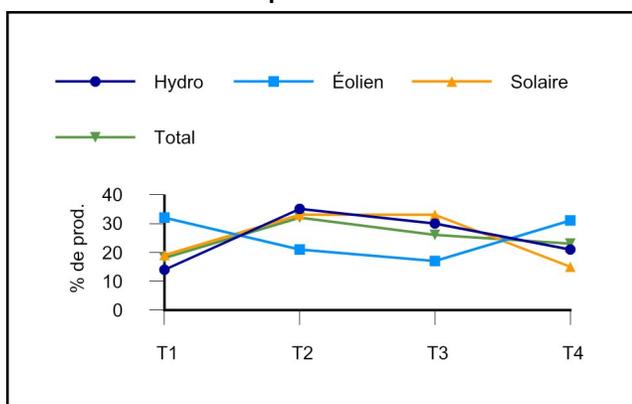
Saisonnalité

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 régime solaire 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 :

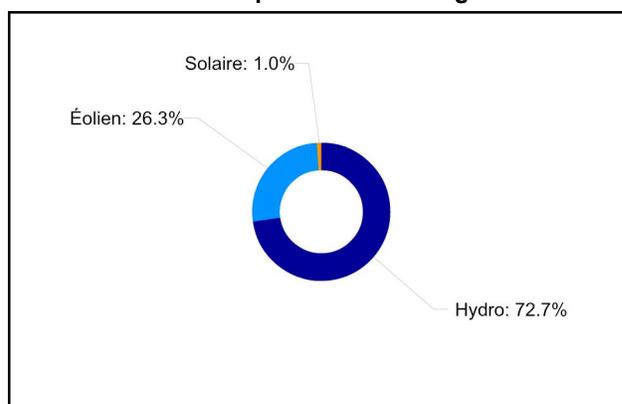
Électricité	PMLT ¹ (GWh et %) - Consolidée ²									
	T1	T2	T3	T4	Total	T1	T2	T3	T4	
HYDRO	257,5	665,8	557,8	395,6	1 876,8	14 %	35 %	30 %	21 %	
ÉOLIEN	213,6	142,8	112,8	207,3	676,5	32 %	21 %	17 %	31 %	
SOLAIRE ³	7,4	12,6	12,8	5,9	38,7	19 %	33 %	33 %	15 %	
Total	478,5	821,2	683,4	608,8	2 592,0	18 %	32 %	26 %	23 %	

1. Production moyenne à long terme annualisée en 2013 pour les installations en exploitation au 30 septembre 2013, y compris Magpie.
2. La PMLT est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, laquelle est présentée à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».
3. La PMLT pour un parc solaire diminue avec le temps en raison de la dégradation prévue des panneaux.

PMLT par trimestre



PMLT par source d'énergie



RAPPORT DE GESTION

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

MISE À JOUR AU TROISIÈME TRIMESTRE

Au cours du troisième trimestre clos le 30 septembre 2013, la production d'électricité s'est établie à 106 % par rapport à la moyenne à long terme, en raison de la disponibilité des ressources supérieure à la moyenne dans la plupart des installations de la Société. Par rapport au troisième trimestre de 2012, les produits opérationnels ont augmenté de 23 % pour s'établir à 58,0 M\$ et le BAIIA ajusté a progressé de 27 % pour se chiffrer à 46,7 M\$, en raison principalement de la production supérieure à la moyenne, ainsi que de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012, de l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012 et de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013. Pour les mêmes raisons et en excluant les profits ou les pertes réalisés et latents sur instruments financiers dérivés, le bénéfice net pour le trimestre se serait établi à 9,4 M\$, comparativement à 2,7 M\$ pour l'exercice précédent.

Faits saillants	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Production d'électricité (MWh)	706 496	559 383	1 885 207	1 573 379
Production MLT (MWh)	665 285	542 408	1 893 775	1 630 257
Produits opérationnels	58 039	47 109	156 894	129 538
BAIIA ajusté	46 688	36 652	123 351	99 545
Marge du BAIIA ajusté	80,4 %	77,8 %	78,6 %	76,8 %
Bénéfice net (Perte nette)	11 147	(728)	42 008	(4 788)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	38 766	16 755	86 752	48 772
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1 782	1 063	5 610	3 188
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13 777	13 540	41 097	37 112
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,1450	0,1450	0,4350	0,4350

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 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 attribuable aux conditions hydrologiques supérieures à la moyenne dans la plupart des centrales hydroélectriques de la Société, aux régimes de vent supérieurs à la moyenne dans tous ses parcs éoliens et à un meilleur régime solaire par rapport à la moyenne à son parc solaire. Elle s'explique également par les apports de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012, l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012 et l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013.

La Société a inscrit un bénéfice net de 11,1 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, comparativement à une perte nette de 0,7 M\$ pour la même période en 2012, en raison principalement des facteurs précités et d'une perte nette réalisée sur le règlement des contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek au troisième trimestre de 2012, partiellement contrebalancés par une diminution du profit net latent sur instruments financiers dérivés au troisième trimestre de 2013 par rapport à la même période en 2012.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la Société a inscrit un bénéfice net de 42,0 M\$, comparativement à une perte nette de 4,8 M\$ pour la même période en 2012, en raison principalement des facteurs précités et d'un profit net latent supérieur sur instruments financiers dérivés et d'une perte nette réalisée moins élevée sur le règlement des contrats à terme sur obligations par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

RAPPORT DE GESTION

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

Incidence sur le bénéfice net (la perte nette) des profits nets latents et des pertes nettes réalisées sur instruments financiers dérivés	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Bénéfice net (perte nette)	11 147	(728)	42 008	(4 788)
Moins : Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(2 404)	(9 521)	(33 560)	(2 515)
Plus : Perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés	—	14 127	3 259	14 127
Plus (Moins) : Charge (économie) d'impôt différé liée à un profit net latent et à une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés	625	(1 198)	7 878	(3 019)
	9 368	2 680	19 585	3 805

En excluant les profits nets latents et la perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés, ainsi que l'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 se serait établi à 9,4 M\$, comparativement à un bénéfice net de 2,7 M\$ en 2012.

En excluant les pertes nettes réalisées et les profits nets latents sur instruments financiers dérivés, ainsi que l'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 se serait établi à 19,6 M\$, comparativement à un bénéfice net de 3,8 M\$ en 2012.

Clôture de l'acquisition de Magpie

Le 25 juillet, 2013, la Société a complété l'acquisition auprès du groupe de sociétés Hydroméga d'une participation dans 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 produits 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 4,6 M\$, qui comporte un paiement d'intérêt annuel d'environ 465 \$, et une débenture d'une valeur nominale de 1,8 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.

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 65,1 M\$, y compris un financement sans recours de 58,7 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 combiné de 4,31 %, ainsi que les deux débentures détenues par la Municipalité Régionale de Comté de Minganie mentionnées précédemment. Les montants et les taux d'intérêt relatifs à ces dettes tiennent compte de leur ajustement à la juste valeur lors de la consolidation par la Société. Pour un complément d'information sur les dettes de Magpie, veuillez vous reporter à la rubrique « Situation financière ».

Acquisition des 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 désormais en exploitation 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.

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 7,00 % et devant servir à réduire le coût d'achat de tout actif d'Hydroméga. Ce dépôt, qui n'a pas servi à financer l'acquisition de Magpie et demeure en place pour financer l'acquisition éventuelle d'autres actifs d'Hydroméga, est remboursable à la Société si aucune acquisition n'est effectuée. 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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 6,00 % (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\$, soit l'équivalent d'un taux fixe de l'ordre de 5,50 % 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.

Approvisionnement de 450 MW d'énergie éolienne par le gouvernement du Québec

Le 28 août 2013, le gouvernement du Québec a publié un projet de règlement portant sur l'approvisionnement d'un bloc de 450 MW d'énergie éolienne, y compris 300 MW pour des projets situés dans les régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie et des projets de 150 MW partout dans la province. Le projet de règlement pose comme conditions un prix plafond de 9,5 ¢ par kWh et une participation majoritaire au projet par une entité locale, notamment les municipalités et les Premières nations. Les projets faisant l'objet d'un contrat d'achat d'électricité pourront être mis en service commercial en 2017 ou 2018. Innergex compte plusieurs projets éoliens au Québec qu'elle entend soumettre dans le cadre de cet appel d'offres. La Société s'attend à ce que les modalités définitives soient annoncées cet automne, compte tenu du fait que la période de consultation de 45 jours a pris fin.

Programme d'améliorations des immobilisations à la centrale hydroélectrique Miller Creek

À la mi-juillet, la Société a entrepris comme prévu un programme d'améliorations des immobilisations d'environ 7,0 M\$ à la centrale hydroélectrique Miller Creek de 33,0 MW, en Colombie Britannique. Les travaux ont porté notamment sur la préparation de la surface et le revêtement de la conduite forcée, qui se corrodait à un rythme accéléré à cause de la présence de ferrobactéries créant des nodules sur la surface de la conduite, la restructuration et le remodelage de la prise d'eau pour réduire la pénétration de sable et de sédiments et l'amélioration du rendement hydraulique et le remplacement de composantes de turbines. Le programme a été achevé conformément à l'échéancier et au budget et la centrale, qui a été fermée le 12 août, reprendra ses activités au début novembre. La production d'électricité perdue pendant cette période retranchera environ 0,6 M\$ et 0,5 M\$, respectivement, aux produits opérationnels et au BAIIA ajusté pour 2013. Cependant, par suite de ces améliorations, la production annuelle moyenne à long terme de la centrale augmentera de l'ordre de 5 %, pour passer de 97 900 MWh à 102 795 MWh. Ce programme de dépenses en immobilisations a été annoncé au moment de l'acquisition et devait initialement se dérouler à l'automne 2012; il a par la suite été reporté à l'automne 2013 en raison du processus de clôture de l'acquisition plus long que prévu, de contraintes saisonnières et de la disponibilité de l'entrepreneur. Ce programme a été financé à partir du produit du placement privé de 123,7 M\$ réalisé en juillet 2012 et a également été pris en compte dans l'établissement du prix d'achat lors de l'acquisition de Miller Creek.

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

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

PROJETS EN CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MSC ¹	PMLT brute estimée (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, 1re année	
						Estimés ² (M\$)	Au 30 sept. (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	145,8	18,2	14,8
Northwest Stave River	100,0	17,5	T4 2013	61,9	40	91,4	75,0	7,4	5,9
Tretheway Creek	100,0	23,3	2015	81,9	40	108,5	17,2	9,0	7,3
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2016	334,0	40	317,6	14,9	32,7	27,6
Boulder Creek	66,7	25,3	2015	92,5	40	116,9	4,7	9,1	7,5
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Viger-Denonville	50,0	24,6	T4 2013	67,6	20	36,6 ³	25,2 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.

Kwoiek Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté au dernier trimestre de 2011. Au troisième trimestre, et en date du présent rapport de gestion, l'installation de la prise d'eau et de la conduite forcée et la construction de la centrale étaient terminées, l'interconnexion était réalisée, la ligne de transport était sous tension et les turbines étaient mises en service en conditions humides. La production d'électricité a commencé, mais l'activité commerciale officielle devrait débuter en novembre dans la mesure où les débits d'eau seront suffisants pour répondre aux exigences de production minimale précisées dans le CAÉ avec BC Hydro.

Northwest Stave River

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté au dernier trimestre de 2011. En date du présent rapport de gestion, l'installation de la prise d'eau et de la conduite forcée et la construction de la centrale étaient terminées, l'interconnexion était réalisée et la ligne de transport était sous tension. Les activités de mise en service ont débuté et se poursuivront tout au long du quatrième trimestre. Les travaux de construction de cette centrale progressent conformément à l'échéancier et au budget. La mise en service commercial devrait avoir lieu en décembre en fonction des débits d'eau.

Tretheway Creek

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté en octobre 2013, l'autorisation d'entreprendre les travaux ayant été reçue du gouvernement provincial. L'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») et le fournisseur de turbines ont été sélectionnés. En date du présent rapport de gestion, les travaux de déboisement avaient débuté et la mobilisation du chantier était en cours. Les travaux de construction de cette centrale progressent conformément à l'échéancier et au budget.

Upper Lillooet River

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté en octobre 2013, l'autorisation d'entreprendre les travaux de construction de la ligne de transport ayant été reçue du gouvernement provincial. L'entrepreneur IAC et le fournisseur de turbines ont été sélectionnés. En date du présent rapport de gestion, les travaux de déboisement avaient débuté et la mobilisation du chantier était en cours. Des discussions se poursuivent afin d'obtenir le consentement de BC Hydro quant à une modification du CAÉ prévoyant l'accroissement de la puissance installée des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek et l'annulation du projet North Creek. Les travaux de construction de cette centrale progressent conformément à l'échéancier et au budget.

Boulder Creek

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté en octobre 2013, l'autorisation d'entreprendre les travaux de construction de la ligne de transport ayant été reçue du gouvernement provincial. L'entrepreneur IAC et le fournisseur de turbines ont été sélectionnés. En date du présent rapport de gestion, les travaux de déboisement avaient débuté et le site était désormais accessible. Comme il est mentionné plus haut, des discussions se poursuivent afin d'obtenir le consentement de BC Hydro quant à une modification du CAÉ prévoyant l'accroissement de la puissance installée des projets Upper Lillooet

RAPPORT DE GESTION

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

River et Boulder Creek et l'annulation du projet North Creek. Les travaux de construction de cette centrale progressent conformément à l'échéancier et au budget.

Viger-Denonville

La construction de ce parc éolien a débuté durant le premier trimestre de 2013. En date du présent rapport de gestion, le réseau collecteur et le poste électrique étaient achevés, le poste électrique était sous tension et les 12 turbines étaient érigées. Le 7 août 2013, Viger-Denonville, s.e.c. a conclu un financement de projet à long terme sans recours de 61,7 M\$ pour ce projet. Les travaux de construction de ce parc éolien progressent selon le calendrier et le budget. La mise en service commerciale est prévue d'ici la fin de 2013.

PROJETS EN PHASE D'OBTENTION DES PERMIS	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 sept. (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>							
North Creek ²	66,7	16,0	2016	59,7	40	72,0	0,2
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	191,8	28,6
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>							
Mesgi'g Ugnu's'n (« MU »)	50,0	150,0	2016/17 ³	ÀC ³	ÀC ³	ÀC ³	0,4

1. Ces renseignements visent 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 River, 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.

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 est en pourparlers avec des entrepreneurs en travaux de génie civil, des fournisseurs de turbines et de générateurs et des entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport afin d'obtenir des soumissions en phase avec les coûts prévus du projet. Comme l'autorisation d'entreprendre les travaux de construction ne sera pas donnée avant qu'un entrepreneur IAC soit retenu, il est maintenant prévu que les travaux débiteront au printemps 2014. Toutefois, la Société prévoit que cette situation n'aura pas d'incidence sur la date de mise en service, soit en 2016.

Mesgi'g Ugnu's'n (« MU »)

En mai 2013, dans le cadre de son plan d'approvisionnement pour de nouveaux projets d'énergie éolienne, le gouvernement du Québec a attribué 150 MW pour un 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 d'exploitation, 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, par exemple l'appel d'offres en vue de nouveaux projets d'énergie éolienne de 450 MW annoncé par le gouvernement du Québec, 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 troisième trimestre, la production d'électricité s'est établie à 106 % par rapport à la moyenne à long terme en raison de débits d'eau, de régimes de vent et d'un régime solaire supérieurs à la moyenne. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la production d'électricité s'est établie à 100 % de la moyenne à long terme, grâce aux avantages découlant de la diversification géographique de la Société et de la complémentarité de ses sources d'énergie renouvelable.

Les produits opérationnels et le BAIIA ajusté ont progressé respectivement de 23 % et 27 % pour le troisième trimestre et de 21 % et 24 % pour les neuf premiers mois de 2013. Les augmentations enregistrées à ce jour sont attribuables principalement 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, à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012 et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013. L'augmentation survenue au troisième trimestre reflète également les niveaux de production supérieurs à la moyenne dans la plupart des installations de la Société.

Les résultats opérationnels de la Société pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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 septembre	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	132 879	118 477	112 %	70,45	55 182	75 054	74 %	76,74
Ontario	9 163	8 233	111 %	65,23	2 590	8 233	31 %	66,46
Colombie-Britannique	389 329	396 259	98 %	75,15	364 920	338 646	108 %	73,74
États-Unis	15 580	16 694	93 %	85,62	17 465	16 694	105 %	82,33
Total partiel	546 950	539 663	101 %	74,14	440 157	438 627	100 %	74,41
<i>ÉOLIEN</i>								
Québec	145 269	112 804	129 %	79,12	105 557	90 873	116 %	81,60
<i>SOLAIRE</i>								
Ontario	14 276	12 818	111 %	420,00	13 670	12 908	106 %	420,00
Total	706 496	665 285	106 %	82,15	559 383	542 408	103 %	84,32

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 septembre 2013, les installations de la Société ont produit 706,5 GWh, soit 106 % par rapport à la PMLT. Ce niveau de production est attribuable aux débits d'eau supérieurs à la moyenne au Canada, en particulier au Québec et en Ontario, partiellement contrebalancés par des débits inférieurs à la moyenne aux États-Unis. Les débits d'eau ont été supérieurs à la moyenne dans la plupart des centrales en Colombie-Britannique, mais le niveau de production a subi le contrecoup de la fermeture de Miller Creek en raison d'un programme d'améliorations des immobilisations. Les régimes de vent ont été supérieurs à la moyenne pour tous les parcs éoliens. Le parc solaire Stardale a également bénéficié d'un régime solaire supérieur à la moyenne.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour les périodes de neuf mois closes le 30 septembre	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	324 190	299 704	108 %	83,65	249 057	256 281	97 %	82,51
Ontario	58 090	53 332	109 %	67,59	42 097	53 332	79 %	68,29
Colombie-Britannique	941 112	997 097	94 %	74,26	849 305	873 893	97 %	75,72
États-Unis	39 111	41 577	94 %	71,79	44 041	41 577	106 %	67,86
Total partiel	1 362 503	1 391 710	98 %	76,14	1 184 500	1 225 083	97 %	76,59
<i>ÉOLIEN</i>								
Québec	488 496	469 214	104 %	79,41	361 406	379 533	95 %	82,13
<i>SOLAIRE</i>								
Ontario	34 208	32 851	104 %	420,00	27 473	25 641	107 %	334,71
Total	1 885 207	1 893 775	100 %	83,22	1 573 379	1 630 257	97 %	82,37

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 neuf mois close le 30 septembre 2013, les installations de la Société ont produit 1 885,2 GWh d'électricité, soit pratiquement 100 % de la PMLT de 1 893,8 GWh. Au Québec et en Ontario, les débits d'eau sont restés supérieurs à la moyenne depuis le début de l'année. En Colombie-Britannique, les débits d'eau supérieurs à la moyenne enregistrés dans la plupart des centrales au deuxième et au troisième trimestre n'ont que partiellement contrebalancé les faibles conditions hydrologiques au premier trimestre, tandis que le niveau de production a également subi le contrecoup de la fermeture de Miller Creek en raison d'un programme d'améliorations des immobilisations. Aux États-Unis, les débits d'eau sont demeurés inférieurs à la moyenne pour le premier et le troisième trimestre et ont été légèrement supérieurs à la moyenne au deuxième trimestre. Les régimes de vent supérieurs à la moyenne au troisième trimestre ont contrebalancé les régimes inférieurs à la moyenne au premier et au deuxième trimestre, à l'exception notable de Gros-Morne, qui a enregistré une production supérieure à la moyenne au deuxième trimestre également, et de Carleton, dont la production est supérieure à la moyenne depuis le début de l'année. La production au parc solaire Stardale a été légèrement supérieure à sa PMLT, le régime solaire supérieur à la moyenne au deuxième et au troisième trimestre ayant contrebalancé la diminution de la production au premier trimestre causée par les abondantes chutes de neige inhabituelles et les grands froids qui ont ralenti les opérations de déneigement des panneaux solaires.

La performance globale des installations de la Société pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre				Périodes de trois mois closes le 30 septembre			
	2013		2012		2013		2012	
Produits opérationnels	58 039	100,0 %	47 109	100,0 %	156 894	100,0 %	129 538	100,0 %
Charges opérationnelles	8 185	14,1 %	7 453	15,8 %	22 902	14,6 %	19 587	15,1 %
Frais généraux et administratifs	2 395	4,1 %	2 124	4,5 %	8 321	5,3 %	7 796	6,0 %
Charges liées aux Projets potentiels	771	1,3 %	880	1,9 %	2 320	1,5 %	2 610	2,0 %
BAIIA ajusté	46 688	80,4 %	36 652	77,8 %	123 351	78,6 %	99 545	76,8 %
Charges financières	17 279		13 110		49 057		45 240	
Autres (produits) charges, montant net	(158)		15 759		427		14 338	
Amortissement	17 093		16 244		52 006		46 424	
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises ¹	(816)		383		(4 522)		(211)	
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(2 404)		(9 521)		(33 560)		(2 515)	
Charge (économie) d'impôt	4 547		1 405		17 935		1 057	
Bénéfice net (Perte nette)	11 147		(728)		42 008		(4 788)	
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	10 786		(245)		41 885		(377)	
Participations ne donnant pas le contrôle	361		(483)		123		(4 411)	
	11 147		(728)		42 008		(4 788)	
Bénéfice net (Perte nette) de base, par action	0,09		(0,01)		0,38		(0,04)	

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 la période de trois mois close le 30 septembre 2013, la Société a enregistré des produits opérationnels de 58,0 M\$, comparativement à 47,1 M\$ en 2012, soit une augmentation de 23 % attribuable à la production supérieure à la moyenne pour la plupart des installations de la Société, aux apports de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012, à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne depuis novembre 2012 et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013.

Pour les neuf premiers mois de 2013, la Société a enregistré des produits opérationnels de 156,9 M\$, comparativement à 129,5 M\$ en 2012, soit une augmentation de 21 % attribuable principalement aux apports liés à la mise en service du parc solaire Stardale en mai 2012, à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012, à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne depuis novembre 2012 et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013.

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, d'impôts fonciers et de redevances. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la Société a constaté des charges opérationnelles de 8,2 M\$ et 22,9 M\$ respectivement (7,5 M\$ et 19,6 M\$ respectivement en 2012). Ces augmentations de 10 % pour le troisième trimestre et de 17 % pour les neuf 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, Miller Creek et Magpie. Des travaux d'entretien et de réparation plus importants dans un certain nombre de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens de la Société au troisième trimestre expliquent également l'augmentation des charges opérationnelles. Ainsi, l'intégration graduelle des activités et des travaux d'entretien aux parcs éoliens de la Société à la suite de l'expiration du contrat de cinq ans avec le fabricant d'équipement d'origine a donné lieu comme prévu à une légère augmentation des charges opérationnelles pour ces installations.

RAPPORT DE GESTION

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

Les frais généraux et administratifs sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, ces frais ont totalisé 2,4 M\$ et 8,3 M\$ respectivement (2,1 M\$ et 7,8 M\$ respectivement en 2012). Les augmentations de 13 % au troisième trimestre et de 7 % au cours des neuf premiers mois de l'exercice reflètent le plus grand nombre d'installations exploitées par la Société.

Les charges liées aux Projets potentiels, qui comprennent les coûts liés au développement des Projets potentiels, découlent du nombre de Projets potentiels que la Société décide de réaliser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, ces charges ont totalisé 0,8 M\$ et 2,3 M\$ respectivement (0,9 M\$ et 2,6 M\$ respectivement en 2012).

BAIIA ajusté

Le BAIIA ajusté, auquel la Société a recours comme indicateur de rendement clé pour évaluer ses résultats financiers, s'entend des produits opérationnels diminués des charges opérationnelles, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 46,7 M\$, comparativement à 36,7 M\$ pour le troisième trimestre de 2012, soit une augmentation de 27 % attribuable partiellement au niveau de production supérieur à la MLT au troisième trimestre, ainsi qu'à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne et à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake, Miller Creek et Magpie. La combinaison du plus grand nombre de sites en exploitation, qui permettent d'absorber les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels, et de la production supérieure à la moyenne, qui permet d'absorber les charges opérationnelles, s'est traduite par une marge du BAIIA ajusté plus élevée, soit 80,4 %, pour le troisième trimestre de 2013, comparativement à 77,8 % pour la même période l'an dernier.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 123,4 M\$, comparativement à 99,5 M\$ pour la même période en 2012, soit une augmentation de 24 % attribuable essentiellement à l'apport lié à la mise en service du parc solaire Stardale, à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne et à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake, Miller Creek et Magpie. Pour cette période également, le plus grand nombre de sites en exploitation, qui permettent d'absorber les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels, se sont traduits par une marge du BAIIA ajusté plus élevée, soit 78,6 %, comparativement à 76,8 % pour la même période l'an dernier.

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 et la charge de désactualisation des autres passifs. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, les charges financières ont totalisé 17,3 M\$ et 49,1 M\$ respectivement (13,1 M\$ et 45,2 M\$ respectivement en 2012). Ces augmentations sont principalement attribuables à la hausse des charges d'intérêts sur le financement du projet Stardale à l'expiration du programme de couverture des taux d'intérêt en septembre 2012, à l'accroissement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel des Centrales en exploitation de Harrison en raison de l'inflation pendant ces périodes, à l'ajout de la dette liée à la centrale Magpie acquise en juillet 2013 et aux charges d'intérêts plus élevées sur le financement de projet du parc éolien Carleton conclu en juin 2013.

Au 30 septembre 2013, 97 % de l'encours de la dette de la Société, incluant les débetures convertibles, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (100 % au 30 septembre 2012). L'écart est attribuable principalement au fait que les prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif sont plus importants que les swaps visant à fixer les taux d'intérêt sur celle-ci.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,57 % au 30 septembre 2013 (5,82 % au 30 septembre 2012). Cette diminution résulte de l'ajout du prêt pour Kwoiek Creek, qui porte un taux d'intérêt fixe peu élevé de 5,075 %, de l'ajout du prêt pour Northwest Stave River, qui porte un taux d'intérêt fixe peu élevé de 5,30 %, et de l'ajout de la dette liée au projet Magpie, qui porte un taux d'intérêt global de 4,31 %. Ces facteurs sont partiellement contrebalancés par le taux d'intérêt global plus élevé pour le prêt de Stardale, soit 5,79 %, lequel est 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 plus élevé de 5,60 % (contre 4,84 % auparavant) qui a été couvert par un swap de taux d'intérêt depuis novembre 2008.

RAPPORT DE GESTION

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

Autres (produits) charges, montant net

Le montant net des autres (produits) charges comprend les coûts de transaction, les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés, les profits et pertes de change réalisés, les profits et pertes sur les contreparties conditionnelles, l'indemnisation reçue d'un entrepreneur, le règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition et le montant net des autres produits. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la Société a réalisé des autres produits d'un montant net de 0,2 M\$ et des autres charges d'un montant net de 0,4 M\$, respectivement (des autres charges d'un montant net de 15,8 M\$ et de 14,3 M\$, respectivement, en 2012). La variation enregistrée pour les neuf premiers mois de 2013 découle principalement d'une perte nette réalisée moindre de 3,3 M\$ liée au règlement des contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River au deuxième trimestre de 2013, comparativement à une perte de 14,1 M\$ liée aux contrats à terme sur obligations de Kwoeik Creek en juillet 2012, et du règlement de réclamations au premier trimestre de 2013. La variation enregistrée pour le troisième trimestre découle des mêmes raisons et d'une baisse des coûts de transaction par rapport à 2012.

Amortissement

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la dotation aux amortissements a totalisé 17,1 M\$ et 52,0 M\$ respectivement (16,2 M\$ et 46,4 M\$ respectivement en 2012). Ces augmentations sont attribuables 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, Miller Creek et Magpie. La charge d'amortissement des immobilisations incorporelles pour le troisième trimestre de 2013 a diminué par suite d'une modification des estimations comptables visant l'amortissement des immobilisations incorporelles des centrales hydroélectriques au Québec, qui reflète les droits de renouvellement des CAÉ correspondants pour des périodes de 20 à 25 ans. Pour un complément d'information au sujet des modifications des méthodes comptables utilisées, veuillez vous reporter à la rubrique « Modifications de méthodes comptables ».

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 mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 2,4 M\$ et 33,6 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 un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 9,5 M\$ et 2,5 M\$ respectivement, en raison surtout de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2011.

En août 2013, la Société a amorcé un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée aux projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek. En date du présent rapport de gestion, la Société a conclu des instruments financiers dérivés supplémentaires totalisant 210,0 M\$ pour les projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway 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. Ces profits ou pertes permettront de contrebalancer une augmentation ou une baisse du taux d'intérêt sur la dette liée aux projets.

Charge d'impôt

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,9 M\$ et 2,6 M\$ respectivement (charge de 0,6 M\$ et 1,6 M\$ respectivement en 2012) et une charge d'impôt différé de 3,6 M\$ et 15,4 M\$ respectivement (charge d'impôt différé de 0,8 M\$ et économie d'impôt différé de 0,5 M\$ respectivement en 2012). L'écart au titre de la charge d'impôt différé au troisième trimestre s'explique principalement par l'augmentation du BAIIA ajusté et une variation nette positive du montant net des autres produits ou charges, par rapport à la même période l'an dernier, tandis que l'écart pour la période de neuf mois est attribuable aux mêmes facteurs et au profit net latent plus élevé sur instruments financiers dérivés qui a été comptabilisé, par rapport à la même période en 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 troisième trimestre clos le 30 septembre 2013, la Société a enregistré un bénéfice net de 11,1 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,09 \$ par action), comparativement à une perte nette de 0,7 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,01 \$ par action) en 2012.

Principaux éléments qui ont contribué au bénéfice net au troisième trimestre de 2013, comparativement à une perte nette pour la période correspondante en 2012 :

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	10 036	En raison principalement de la production supérieure à la moyenne, de l'accroissement de la capacité à Gros-Morne et des acquisitions de Brown Lake, Miller Creek et Magpie.
Autres produits (charges), montant net	15 917	En raison principalement d'une perte nette réalisée de 14,1 M\$ au troisième trimestre de 2012 sur le règlement des contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek, ainsi que de la réduction de 1,8 M\$ des coûts de transaction engagés en 2013, comparativement à la même période en 2012.
Quote-part du bénéfice ou de la perte des coentreprises	1 199	En raison principalement du bénéfice net comptabilisé par les coentreprises à la suite de profits sur instruments financiers dérivés au troisième trimestre de 2013, comparativement à une perte nette pour la même période l'an dernier.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	4 169	En raison principalement de l'intérêt compensatoire au titre de l'inflation plus élevé sur les obligations à rendement réel et d'un accroissement de l'encours de la dette à long terme au troisième trimestre de 2013, comparativement à la même période l'an dernier.
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	7 117	En raison principalement d'une augmentation des taux d'intérêt de référence moins élevée au troisième trimestre de 2013 par rapport au trimestre correspondant de 2012.
Charge d'impôt	3 142	En raison des variations susmentionnées.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la Société a enregistré un bénéfice net de 42,0 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,38 \$ par action). Pour la période correspondante de 2012, Innergex avait constaté une perte nette de 4,8 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,04 \$ par action).

RAPPORT DE GESTION

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

Principaux éléments qui ont contribué au bénéfice net pour les neuf premiers mois de 2013, comparativement à une perte nette pour la période correspondante en 2012 :

Éléments principaux - Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	23 806	En raison principalement de la mise en service de Stardale, de l'accroissement de la capacité à Gros-Morne et des acquisitions de Brown Lake, Miller Creek et Magpie.
Autres produits (charges), montant net	13 911	En raison principalement d'une perte nette réalisée inférieure de 3,3 M\$ sur le règlement des contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River, comparativement à une perte nette réalisée de 14,1 M\$ en 2012 sur le règlement des contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek et un règlement de réclamations de 2,0 M\$ reçu en 2013.
Quote-part du bénéfice ou de la perte des coentreprises	4 311	En raison principalement du bénéfice net supérieur comptabilisé par les coentreprises à la suite de profits sur instruments financiers dérivés pendant les neuf premiers mois de 2013, comparativement à la même période l'an dernier.
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	31 045	En raison de la plus forte augmentation des taux d'intérêt de référence au cours des neuf premiers mois de 2013 par rapport aux neuf premiers mois de 2012.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	3 817	En raison principalement des intérêts plus élevés sur le financement de Stardale et d'une augmentation de l'encours de la dette à long terme pendant les neuf premiers mois de 2013, comparativement à la même période l'an dernier.
Amortissement	5 582	En raison principalement de l'accroissement des actifs résultant de l'ajout de Stardale, des turbines supplémentaires à Gros-Morne et des acquisitions de Brown Lake, Miller Creek et Magpie.
Charge d'impôt	16 878	En raison des variations susmentionnées.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 94 922 212 actions ordinaires en circulation. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 94 405 454 et 94 459 843 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pour les périodes de trois et neuf mois closes le 30 septembre 2013, 2 736 684 et 2 073 420 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 la période de trois mois close le 30 septembre 2012, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 89 935 944 et 90 246 567 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pendant cette période, 940 000 options sur actions étaient non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société étant inférieur au prix de levée. Les 1 521 060 options sur actions restantes et les 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles étaient antidilutives 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 84 188 009 et 84 343 513 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pendant cette période, 940 000 options sur actions et les 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles étaient non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société étant inférieur au prix de levée et au prix de conversion. Les 1 521 060 options sur actions restantes étaient antidilutives 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Au 30 septembre 2013, la Société avait un total de 95 014 255 actions ordinaires, 80 500 débetures 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 septembre 2012, la Société avait un total de 93 380 863 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A et 2 461 060 options sur actions en circulation.

En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 95 654 911 actions ordinaires, 80 500 débetures 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 septembre 2013 est attribuable au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

Participations ne donnant pas le contrôle

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la Société a affecté des bénéfices de 0,4 M\$ et des bénéfices de 0,1 M\$, respectivement, aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 0,5 M\$ et 4,4 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)

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 86,8 M\$, comparativement à 48,6 M\$ pour la même période en 2012. Au cours de cette période, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 8,8 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 95,5 M\$, aux fins principalement du paiement des travaux de construction pour trois projets devant être mis en service commercial plus tard cette année, des travaux de préconstruction de cinq Projets en développement et de l'acquisition de Magpie. La différence entre les entrées provenant des activités de financement et les sorties provenant des activités d'investissement est attribuable principalement à l'utilisation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et au financement préalable par la Société de ses dépenses en immobilisations au cours de trimestres précédents. Au 30 septembre 2013, la Société détenait 49,5 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, soit le même montant qu'au 31 décembre 2012.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 86,8 M\$ (48,8 M\$ en 2012). Cette augmentation est principalement attribuable à une variation nette positive de 10,9 M\$ de la perte réalisée sur instruments financiers dérivés, à une variation nette positive de 3,9 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel et à une hausse de 23,8 M\$ du BAIIA ajusté, attribuable principalement aux apports de la mise en service du parc solaire Stardale en mai 2012, à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012, à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012 et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont totalisé 8,8 M\$ (flux de trésorerie provenant des activités de financement de 218,9 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 42,5 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, par rapport à une augmentation nette de 142,5 M\$ pour la même période en 2012), une diminution nette de 5,2 M\$ des dividendes versés aux actionnaires ordinaires et privilégiés ainsi que l'émission d'actions ordinaires en 2012 pour un produit net de 114,4 M\$. La diminution du montant total des dividendes versés aux actionnaires ordinaires découle de la mise en œuvre 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 de financement	Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2013	2012
Produit de l'émission de dettes à long terme	167 414	318 494
Produit de l'émission d'actions ordinaires	—	114 414
Produit de l'exercice d'options sur actions	—	507
	167 414	433 415
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	30 186	(65 494)
Remboursement au titre de la dette à long terme	(122 015)	(171 817)
Paiement des frais de financement différés	(2 933)	(4 138)
Paiement des frais d'émission des Actions privilégiées de série C	(353)	—
Fonds nets prélevés des (investis dans les) réserves	46	(1 064)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(65 367)	(121 927)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(14 758)	(485)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(15 078)	(3 334)
Acquisition d'entreprises	(28 577)	—
Participations dans des coentreprises	(2 922)	(2 100)
Prêt à court terme	—	(1 000)
Prêts à des entités liées	(576)	—
Ajouts aux autres actifs non courants	(439)	(27 226)
Utilisation du produit du financement	(252 972)	(333 091)
(Diminution) Augmentation du fonds de roulement	(85 558)	100 324

RAPPORT DE GESTION

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

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la Société a emprunté 167,4 M\$, utilisé 30,2 M\$ de ses liquidités et placements à court terme soumis à restrictions et utilisé 85,6 M\$ de son fonds de roulement aux fins du paiement de la construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River, du développement aux fins de la préconstruction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n, de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, d'un investissement en capitaux propres dans Viger-Denonville, s.e.c., 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 318,5 M\$ et émis 114,4 M\$ d'actions ordinaires pour la construction des projets Kwoiek Creek, Northwest Stave River et Gros-Morne II, de la construction du projet Stardale, du remboursement de la dette à long terme de Glen Miller et d'un apport de 100,3 M\$ à son fonds de roulement.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 95,5 M\$ (222,6 M\$ en 2012). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 65,4 M\$ (décaissement de 121,9 M\$ en 2012), l'acquisition de Magpie a représenté un décaissement de 28,6 M\$ (néant en 2012), un investissement en capitaux propres de 5,5 M\$ dans Viger-Denonville, s.e.c. et un remboursement de 2,6 M\$ d'un investissement en capitaux propres dans Viger-Denonville s.e.c. faisant suite au premier prélèvement sur le financement de projet ont représenté un décaissement net de 2,9 M\$ et les ajouts aux frais de développement liés aux projets un décaissement de 15,1 M\$ (décaissement de 3,3 M\$ en 2012); ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions correspondant à un encaissement de 30,2 M\$ (décaissement de 65,5 M\$ en 2012). En outre, des avances en espèces de 13,5 M\$ versées à Viger-Denonville, s.e.c. au deuxième trimestre de 2013 sous forme d'un prêt à une entité liée ont été remboursées au troisième trimestre, une fois le financement de projet en place; la Société a par la suite versé une deuxième avance en espèces de 0,6 M\$.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société sont demeurés inchangés (augmentation de 45,0 M\$ en 2012), soit le résultat net de ses activités opérationnelles, de financement et d'investissement. Au 30 septembre 2013, la Société détenait 49,5 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (49,5 M\$ au 31 décembre 2012).

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13 695	13 540	41 097	37 112
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,1450	0,1450	0,4350	0,4350
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 063	3 188	3 188
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$ par action)	0,3125	0,3125	0,9375	0,9375
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	719	—	2 422	—
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$ par action)	0,359375	—	1,211050	—

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 janvier 2014 :

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 (\$)
05/11/2013	31/12/2013	15/01/2014	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 septembre 2013, l'actif total de la Société s'établissait à 2 377 M\$, le passif total à 1 705 M\$, y compris des dettes à long terme de 1 315 M\$, et les capitaux propres à 672,5 M\$.

Également au 30 septembre 2013, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait 1.47:1.00 (1.58:1.00 au 31 décembre 2012). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 49,5 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 57,6 M\$ et des comptes de réserve de 48,0 M\$ à la fin du troisième trimestre.

Actif

Au 30 septembre 2013, l'actif total de la Société s'établissait à 2 377 M\$ (2 296 M\$ au 31 décembre 2012).

Principales variations du total de l'actif pendant les neuf premiers mois de 2013 :

- 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 107,1 M\$, au 30 septembre 2013, en raison principalement des montants utilisés à mesure que les travaux de construction du projet Kwoiek Creek progressent, tandis que les fonds ont été entièrement reçus à la clôture du financement de ce projet, partiellement contrebalancée par l'ajout du prêt pour Northwest Stave River;
- une diminution des débiteurs de 50,1 M\$ à 35,3 M\$, comme il est expliqué à la rubrique « Fonds de roulement » ci-après;
- une diminution des prêts consentis à des parties liées de 22,9 M\$ en raison principalement d'une distribution par les Centrales en exploitation de Harrison;
- une augmentation des immobilisations corporelles de 1 427 M\$ à 1 529 M\$, en raison principalement des Projets en développement en construction et de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, partiellement contrebalancés par l'amortissement;
- une augmentation des immobilisations incorporelles de 429,4 M\$ à 458,0 M\$, en raison principalement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, contrebalancée par l'amortissement;
- une augmentation des frais de développement liés aux projets de 103,5 M\$ à 118,0 M\$, en raison principalement des travaux de préconstruction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugu's'n.

Fonds de roulement

Au 30 septembre 2013, le fonds de roulement était positif de 49,4 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,47:1,00. 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. La diminution du ratio du fonds de roulement pendant cette période est attribuable aux baisses des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions, des débiteurs et des prêts aux entités liées, éléments qui sont expliqués séparément plus loin. Ces éléments ont été contrebalancés partiellement par le 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 initiale de 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 septembre 2013, la Société avait prélevé 13,9 M\$ US et 167,3 M\$ à titre d'avances de fonds et 29,6 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 septembre 2013, les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions s'élevaient à 57,6 M\$, dont une tranche de 5,8 M\$ était liée aux Centrales en exploitation de Harrison, une tranche de 37,2 M\$ était liée au prêt pour Kwoiek Creek et une tranche de 14,6 M\$ au prêt pour Northwest Stave River (87,8 M\$ au 31 décembre 2012, dont une tranche de 6,6 M\$ était liée aux Centrales en exploitation de Harrison et une autre de 81,2 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek). La diminution découle principalement des montants utilisés à mesure que les travaux de construction du projet Kwoiek Creek progressent, partiellement contrebalancée par l'ajout du prêt pour Northwest Stave River.

Les débiteurs ont diminué pour passer de 50,1 M\$ au 31 décembre 2012 à 35,3 M\$ au 30 septembre 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 de 15,3 M\$ pour la sous-station de Gros-Morne, partiellement contrebalancés par une augmentation de 10,2 M\$ des créances commerciales.

RAPPORT DE GESTION

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

Les prêts consentis à des parties liées ont diminué pour passer de 23,4 M\$ au 31 décembre 2012 à 0,6 M\$ au 30 septembre 2013, les 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.

Les créiteurs et charges à payer ont augmenté pour passer de 41,3 M\$ au 31 décembre 2012 à 44,5 M\$ au 30 septembre 2013, en raison principalement des paiements liés à la construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River et au reclassement dans les créiteurs courants d'éléments de passif liés à la construction du projet Northwest Stave River.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif courant ont diminué pour passer de 17,2 M\$ au 31 décembre 2012 à 14,3 M\$ au 30 septembre 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 27,3 M\$ au 30 septembre 2013 est attribuable principalement au refinancement du prêt pour Carleton en juin 2013 et au reclassement du solde du prêt dans la dette à long terme.

Comptes de réserve

	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	44 506	45 291
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	3 512	2 325
Total	48 018	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 1 529 M\$ au 30 septembre 2013, comparativement à 1 427 M\$ au 31 décembre 2012. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie et des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River 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 458,0 M\$ au 30 septembre 2013, soit une augmentation de 28,6 M\$ par rapport à 429,4 M\$ au 31 décembre 2012 qui découle de l'ajout d'immobilisations incorporelles de 29,4 M\$ liées à l'acquisition de Magpie et d'immobilisations incorporelles de 14,7 M\$ découlant de l'ajustement subséquent des acquisitions de Brown Lake et Miller Creek, partiellement contrebalancé par l'amortissement.

En outre, la Société a modifié les estimations comptables applicables à l'amortissement des immobilisations incorporelles des centrales hydroélectriques au Québec afin de tenir compte des droits de renouvellement des CAÉ correspondants pour des périodes de 20 à 25 ans. Pour un complément d'information au sujet des modifications des méthodes comptables utilisées, veuillez vous reporter à la rubrique « Modifications de méthodes comptables ».

RAPPORT DE GESTION

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

À l'exception de 4,5 M\$ associés aux garanties prolongées relatives aux parcs éoliens et de 4,8 M\$ liés aux droits d'utilisation de l'eau acquis dans le cadre de l'acquisition de Magpie, les immobilisations incorporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de quatre à 43 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. Les droits d'utilisation de l'eau ne sont pas amortis du fait qu'ils sont détenus à perpétuité.

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 septembre 2013, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 118,0 M\$ (103,5 M\$ au 31 décembre 2012). Cette augmentation est attribuable aux charges engagées pour les Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugu's'n.

Participations dans des coentreprises

Les participations dans des coentreprises représentent la quote-part de la Société dans les coentreprises comptabilisées dans les états financiers selon la méthode de la mise en équivalence. Au 30 septembre 2013, la Société avait des participations de 24,3 M\$ dans des coentreprises (18,9 M\$ au 31 décembre 2012). Cette augmentation de 5,4 M\$ tient compte de la comptabilisation du résultat net au niveau des coentreprises pendant les neuf premiers mois de 2013 et d'un investissement de 5,5 M\$ effectué par chacun des partenaires dans Viger-Denonville, s.e.c., partiellement contrebalancé par un remboursement de 2,6 M\$ des investissements en capitaux propres que la Société a effectués dans Viger-Denonville, s.e.c. en plus de sa participation avant la clôture du financement de projet, et par des distributions versées par des coentreprises.

Passif et capitaux propres

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 de taux d'intérêt permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt flottants sur la dette réelle, qui s'établissait à 491,3 M\$ au 30 septembre 2013. En outre, Umbata Falls, L.P. avait des swaps de l'ordre de 46,9 M\$ qui visent à couvrir la totalité du prêt pour Umbata Falls et Viger-Denonville, s.e.c. avait un swap de 58,5 M\$ pour couvrir 95 % du prêt pour Viger-Denonville. Par conséquent, au 30 septembre 2013, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 822,1 M\$ et au montant de 79,8 M\$ au titre des débetures convertibles, signifient que 97 % de l'encours de la dette de la Société (y compris celui des coentreprises) est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

En outre, les contrats à terme sur obligations permettent à la Société d'éliminer le risque de hausses des taux d'intérêt sur la dette à long terme prévue pour la réalisation des Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des contrats à terme sur obligations totalisant 210,0 M\$ pour les projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway 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. Ces profits ou pertes serviront à contrebalancer un taux d'intérêt supérieur ou inférieur sur la dette au niveau des projets.

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 43,2 M\$ au 30 septembre 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 3,6 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 3,6 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 ».

Au 30 septembre 2013, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 7,1 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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 des Projets en développement pour lesquels la construction est terminée, mais dont certains coûts n'ont pas encore été payés. Au 30 septembre 2013, la Société avait des charges à payer de 2,9 M\$ liées à l'acquisition d'actifs à long terme (12,9 M\$ au 31 décembre 2012). Cette diminution découle principalement du reclassement de crédateurs pour le projet Northwest Stave River dans le passif courant à la suite de la conclusion du financement à long terme de ce projet en mai 2013.

Dettes à long terme

Au 30 septembre 2013, la dette à long terme s'établissait à 1 342 M\$ (1 231 M\$ au 31 décembre 2012). Cette augmentation de 111,5 M\$ découle principalement de l'ajout du financement de 72,0 M\$ pour le projet hydroélectrique Northwest Stave River, du produit plus élevé de 11,6 M\$ tiré du refinancement du parc éolien Carleton et de l'ajout des dettes de 65,1 M\$ de Magpie, qui ont été contrebalancés par une diminution nette des prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif de 22,5 M\$ et des remboursements de la dette à long terme prévus de 18,7 M\$. Les dettes de Magpie se composent d'un montant de 58,7 M\$ au titre du financement de projet, d'une débenture convertible de 4,6 M\$ et d'une débenture ne portant pas intérêt de 1,8 M\$ remboursable au cours des cinq prochaines années. Ces montants tiennent compte de leur ajustement à la juste valeur marchande lors de la consolidation de Magpie.

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.

Autres éléments de passif

Les autres éléments de passif, y compris les montants présentés dans le passif courant, sont constitués des contreparties conditionnelles, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations associées aux parcs éoliens et solaires de la Société et à une obligation de redevances. Au 30 septembre 2013, les autres éléments de passif de la Société s'établissaient à 12,0 M\$ (8,9 M\$ au 31 décembre 2012). L'augmentation de 3,2 M\$ est principalement attribuable à l'ajout d'une obligation de redevances liée à la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et représente la valeur actualisée d'un flux contractuel de paiements de redevances à la Municipalité Régionale de Comté de Minganie.

Impôt différé

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à des actifs ou passifs d'impôt différé. Au 30 septembre 2013, le passif net d'impôt différé de la Société se chiffrait à 159,0 M\$ (133,4 M\$ au 31 décembre 2012).

Capitaux propres

Au 30 septembre 2013, les capitaux propres de la Société totalisaient 672,5 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 84,3 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 les 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.

Arrangements hors bilan

Au 30 septembre 2013, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 41,0 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 29,6 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 12,8 M\$ en vue de soutenir la construction du parc éolien Gros-Morne, la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek et certains Dérivés.

RAPPORT DE GESTION

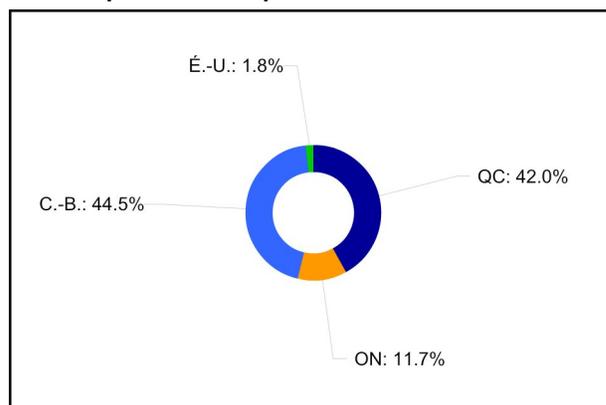
(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 septembre 2013, la Société exploitait 22 centrales hydroélectriques, cinq parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits opérationnels de 1,3 M\$ et 2,8 M\$ respectivement (1,4 M\$ et 3,0 M\$ respectivement en 2012), ce qui représente des apports de 2,3 % et 1,8 % respectivement (3,1 % et 2,3 % respectivement en 2012) aux produits opérationnels consolidés de la Société pour ces périodes.

Répartition des produits opérationnels par région pour les neuf premiers mois de 2013



Secteurs opérationnels

Au 30 septembre 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.

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 septembre 2013					
Production (MWh)	546 950	145 269	14 276	—	706 496
Produits opérationnels	40 550	11 493	5 996	—	58 039
Charges :					
Charges opérationnelles	5 800	2 123	262	—	8 185
Frais généraux et administratifs	1 635	410	74	276	2 395
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	771	771
BAIIA ajusté	33 115	8 960	5 660	(1 047)	46 688
Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012					
Production (MWh)	440 157	105 557	13 670	—	559 383
Produits opérationnels	32 754	8 614	5 741	—	47 109
Charges :					
Charges opérationnelles	5 498	1 833	122	—	7 453
Frais généraux et administratifs	1 329	443	109	243	2 124
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	880	880
BAIIA ajusté	25 927	6 338	5 510	(1 123)	36 652

RAPPORT DE GESTION

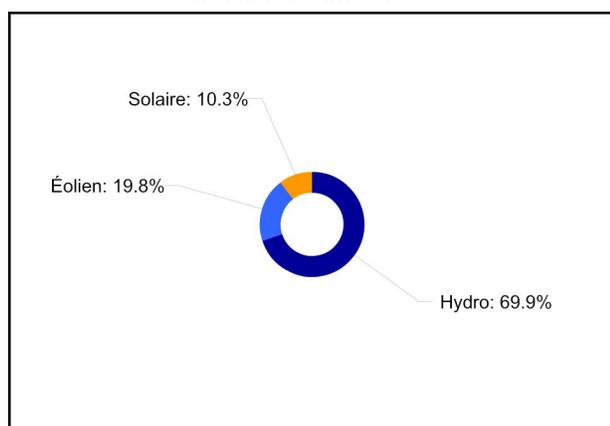
(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013					
Production (MWh)	1 362 503	488 496	34 208	—	1 885 207
Produits opérationnels	103 736	38 791	14 367	—	156 894
Charges :					
Charges opérationnelles	15 445	6 597	860	—	22 902
Frais généraux et administratifs	5 388	1 568	241	1 124	8 321
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	2 320	2 320
BAIIA ajusté	82 903	30 626	13 266	(3 444)	123 351
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012					
Production (MWh)	1 184 500	361 406	27 473	—	1 573 379
Produits opérationnels	90 721	29 682	9 135	—	129 538
Charges :					
Charges opérationnelles	13 884	5 540	163	—	19 587
Frais généraux et administratifs	4 161	1 828	138	1 669	7 796
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	2 610	2 610
BAIIA ajusté	72 676	22 314	8 834	(4 279)	99 545

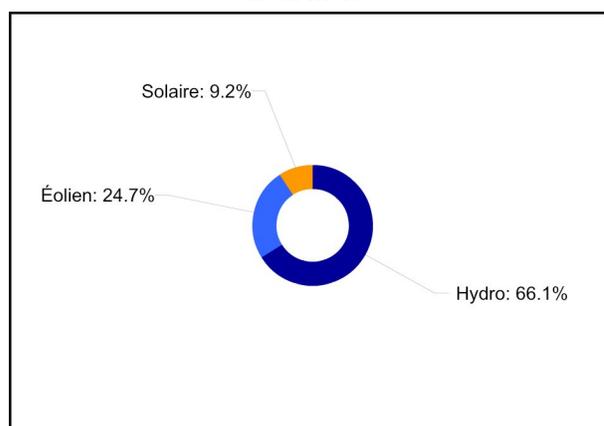
	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Au 30 septembre 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 380 129	390 570	130 225	476 384	2 377 308
Total du passif	875 684	382 306	136 201	310 630	1 704 821
Ajouts aux immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice	63 753	1 018	100	73 128	137 999
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	64 944	3 682	153	169 508	238 287

Répartition des produits opérationnels par secteur opérationnel

Troisième trimestre



Neuf mois



RAPPORT DE GESTION

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

Secteur de la production hydroélectrique

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, ce secteur a produit 1 % de plus d'électricité que la PMLT (production équivalente à la PMLT en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 40,6 M\$ (32,8 M\$ en 2012). Ce niveau de production est attribuable principalement aux débits d'eau supérieurs à la moyenne au Canada, en particulier au Québec et en Ontario, contrebalancés par des débits d'eau inférieurs à la moyenne pour la centrale Horseshoe Bend aux États-Unis et pour un certain nombre de centrales en Colombie-Britannique ainsi que par les fermetures liées aux améliorations des immobilisations à la centrale Miller Creek. L'augmentation des produits opérationnels découle principalement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013 et de l'apport des centrales Brown Lake et Miller Creek acquises en octobre 2012.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, le secteur de la production hydroélectrique a produit 2 % de moins d'électricité que la PMLT (3 % de moins en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 103,7 M\$ (90,7 M\$ en 2012). Ce niveau de production est attribuable principalement aux variations trimestrielles des conditions hydrologiques qui sont revenues à la moyenne pendant les neuf premiers mois, les débits d'eau étant demeurés supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario depuis le début de l'année, tandis qu'ils ont été inférieurs à la moyenne au premier trimestre et légèrement supérieurs à la moyenne au deuxième et au troisième trimestre en Colombie-Britannique, et inférieurs à la moyenne au premier et au troisième trimestre et supérieurs à la moyenne au deuxième trimestre aux États-Unis. Les niveaux de production en Colombie-Britannique ont subi le contrecoup également de la fermeture de la centrale Miller Creek pour permettre des améliorations des immobilisations. L'augmentation des produits opérationnels découle principalement de l'acquisition des centrales Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012 et de la centrale Magpie en juillet 2013.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2012, en raison principalement de l'accroissement des immobilisations corporelles liées aux Projets en développement et de l'acquisition de la centrale Magpie, partiellement contrebalancés par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2012, en raison principalement de l'acquisition de Magpie, contrebalancée par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production éolienne

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, le secteur de la production éolienne a produit 29 % de plus que la PMLT (16 % de plus en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 11,5 M\$ (8,6 M\$ en 2012). Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, ce secteur a produit 4 % de plus que la PMLT (5 % de moins en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 38,8 M\$ (29,7 M\$ en 2012).

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, les niveaux de production sont attribuables principalement à des régimes de vent supérieurs à la moyenne à tous les parcs éoliens pendant le troisième trimestre, ce qui a permis de contrebalancer les régimes de vent inférieurs à la moyenne enregistrés au premier et au deuxième trimestre, à l'exception notable de Gros-Morne, qui a enregistré une production supérieure à la moyenne au deuxième trimestre, et de Carleton, dont la production a été supérieure à la moyenne depuis le début de l'année. 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 aux niveaux de production supérieurs à la moyenne et 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 et des immobilisations incorporelles.

La légère diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable surtout aux paiements des créanciers liés à Gros-Morne et Montagne Sèche et au remboursement prévu de la dette à long terme, qui ont contrebalancé le produit supplémentaire de 11,6 M\$ provenant du refinancement du prêt pour Carleton.

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 la période de trois mois close le 30 septembre 2013, le secteur de la production solaire a produit 11 % de plus d'électricité que la PMLT (6 % de plus en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 6,0 M\$ (5,7 M\$ en 2012). Pour la période de neuf mois close le 30 juin 2013, le secteur de la production solaire a produit 4 % de plus d'électricité que prévu (7 % de plus en 2012), ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 14,4 M\$ (9,1 M\$ en 2012, après la mise en service commercial le 15 mai). Ce niveau de production est attribuable principalement au régime solaire supérieur à la moyenne au deuxième et au troisième

RAPPORT DE GESTION

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

trimestre, qui a contrebalancé la production inférieure au premier trimestre causée par les fortes chutes de neige inhabituelles et les 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 la période de trois mois close le 30 septembre 2013, les frais d'aménagement d'emplacements de 1,0 M\$ sont demeurés relativement stables par rapport à la période correspondante en 2012. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les frais d'aménagement d'emplacements ont diminué de 4,3 M\$ à 3,4 M\$, en raison principalement du plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2013 par rapport à 2012, ce qui a fait augmenter le pourcentage des frais généraux et administratifs affectés au secteur opérationnel, et de la diminution des charges liées aux Projets potentiels.

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 et des activités de préconstruction des Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n, ainsi que des investissements effectués dans la coentreprise Viger-Denonville sous forme d'un investissement en capitaux propres.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les			
	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012
Production (MWh)	706 496	792 541	386 171	525 123
Produits opérationnels	58,0	63,2	35,7	47,1
BAIIA ajusté	46,7	51,3	25,4	34,2
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(2,4)	(27,3)	(3,8)	(5,3)
Bénéfice net (Perte nette)	11,1	31,0	(0,2)	(0,6)
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	10,8	28,3	2,8	1,8
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action - de base et dilué)	0,09	0,28	0,01	0,01
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	2,0	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,8	13,7	13,6	13,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,145	0,145

RAPPORT DE GESTION

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les			
	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012	31 déc. 2011
Production (MWh)	559 384	694 661	319 341	398 383
Produits opérationnels	47,1	54,3	28,1	32,6
BAIIA ajusté	36,7	44,6	18,3	21,4
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(9,5)	27,1	(20,1)	19,0
(Perte nette) Bénéfice net	(0,7)	(11,9)	7,8	(21,0)
(Perte nette) Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(0,2)	(9,1)	8,9	(13,9)
(Perte nette) Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action - de base et dilué)	(0,01)	(0,12)	0,10	(0,18)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,1	1,1	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,5	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 BAIIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 72 % 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.

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.

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.

RAPPORT DE GESTION

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

Production d'électricité

	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
Période de trois mois close le 30 septembre								
Umbata Falls	44 798	21 314	210%	84,33	10 679	21 314	50%	84,20
Période de neuf mois close le 30 septembre								
Umbata Falls	103 055	77 304	133%	84,34	68 243	77 304	88%	84,19

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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits opérationnels	3 778	899	8 692	5 745
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	191	183	558	555
BAlIA ajusté	3 587	716	8 134	5 190
Charges financières	637	634	1 880	1 890
Autres produits, montant net	(8)	(5)	(25)	(14)
Amortissement	1 006	1 006	3 018	3 019
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(718)	219	(4 135)	216
Bénéfice net (Perte nette) et résultat global	2 670	(1 138)	7 396	79

L'augmentation des produits opérationnels et du BAlIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 est attribuable à la production générée par des débits d'eau supérieurs à la moyenne depuis le début de l'année, comparativement à des débits d'eau inférieurs à la moyenne pour les mêmes périodes en 2012. Les profits nets latents sur instruments financiers dérivés comptabilisés pendant les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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 pour les mêmes périodes en 2012 en raison d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

Sommaire des états de la situation financière d'Umbata Falls

	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	3 975	2 801
Actifs non courants	76 844	79 679
Passifs courants	48 280	2 382
Passifs non courants	2 436	53 225
Capitaux propres	30 103	26 873

Le prêt pour Umbata Falls a été comptabilisé dans la tranche à court terme de la dette à long terme en prévision de son arrivée à échéance en juillet 2014. Umbata Falls, L.P. prévoit en refinancer l'encours avant cette date. Par ailleurs, 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 de 46,9 M\$ utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la totalité du prêt pour Umbata Falls avaient une valeur négative nette de 3,6 M\$ au 30 septembre 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 0,4 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Viger-Denonville, s.e.c.

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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits opérationnels	—	—	—	—
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	2	2	6	7
BAlIA ajusté	(2)	(2)	(6)	(7)
Charges financières	—	—	—	—
Autres produits, montant net	(2 744)	(56)	(3 641)	(56)
Amortissement	1	—	2	—
Pertes nette latente (Profit net latent) sur instruments financiers dérivés	3 725	(296)	1 837	(296)
(Perte nette) Bénéfice net et résultat global	(984)	350	1 796	345

Pour le troisième trimestre, le montant net des autres produits tient compte d'un gain réalisé sur instruments financiers dérivés de 2,2 M\$, comme il est indiqué ci-après. Pour les neuf premiers mois de 2013, le montant net des autres produits tient compte également d'un gain de 1,4 M\$ 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 pertes nettes latentes sur instruments financiers dérivés comptabilisées pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 découlent de la contrepassation du profit latent sur le règlement des contrats à terme sur obligations au troisième trimestre de 2013 et d'une perte latente sur le swap de taux d'intérêt conclu le 7 août 2013, en raison d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre cette date et le 30 septembre 2013. 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 septembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	7 716	4 791
Actifs non courants	53 694	7 274
Passifs courants	8 101	200
Passifs non courants	34 132	328
Capitaux propres	19 177	11 537

L'augmentation des postes de l'état de la situation financière est attribuable aux travaux de construction en cours pour le projet éolien Viger-Denonville. L'augmentation des capitaux propres est attribuable au bénéfice net de 1,8 M\$ comptabilisé au cours des neuf premiers mois et à un investissement de 5,5 M\$ effectué par chacun des partenaires dans la coentreprise au deuxième trimestre de 2013, partiellement contrebalancés par un remboursement de 2,6 M\$ à la Société aux fins des investissements en capitaux propres effectués dans le projet en plus de sa participation avant la clôture du financement de projet.

Le 7 août 2013, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé les contrats à terme sur obligations 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 a donné lieu à la comptabilisation par Viger-Denonville, s.e.c. d'un profit réalisé sur instruments financiers dérivés de 2,2 M\$ pour le 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 février 2013) 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.

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. Au troisième trimestre, Viger-Denonville, s.e.c., a réglé des contrats à terme sur obligations et conclu un swap de taux d'intérêt de 58,8 M\$ afin de couvrir le taux d'intérêt sur 95 % de son prêt. L'incidence estimée d'une augmentation de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 0,4 M\$ du passif lié au swap 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 au swap de taux d'intérêt. 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 0,02 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 0,02 M\$.

RAPPORT DE GESTION

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

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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits	14 574	14 663	40 435	40 114
BAlIA ajusté	12 158	11 550	33 389	33 121
Bénéfice net (Perte nette) et résultat global	752	2 777	(2)	402
Bénéfice net (Perte nette) et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	239	1 267	(430)	(166)
Participations ne donnant pas le contrôle	513	1 510	428	568
	752	2 777	(2)	402

La diminution du bénéfice net pour le troisième trimestre et la légère perte constatée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 sont attribuables à la hausse de l'intérêt compensatoire au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel des six centrales hydroélectriques (« Centrales en exploitation de Harrison ») découlant de l'inflation pendant ces périodes.

Sommaire des états de la situation financière d'Harrison Hydro

	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	33 765	69 089
Actifs non courants	667 197	680 279
Passifs courants	12 505	16 588
Passifs non courants	461 800	459 221
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	134 820	158 706
Participations ne donnant pas le contrôle	91 837	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. Les sorties de trésorerie provenant des activités d'investissement de 46,9 M\$ découlant des prêts ont été comptabilisées au quatrième trimestre de 2012.

Sommaire des tableaux des flux de trésorerie d'Harrison Hydro

Pour les périodes de neuf mois closes le	30 septembre 2013	30 septembre 2012
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	5 931	13 855
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités de financement	(5 306)	(5 060)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	4 845	38 163
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 470	46 958

RAPPORT DE GESTION

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

Creek Power Inc. et ses six filiales

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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits	1 246	1 172	2 114	1 901
BAlIA ajusté	694	803	728	730
Perte nette et résultat global	(398)	(1 476)	(756)	(3 111)
Perte nette et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	(248)	(917)	(474)	(2 170)
Participations ne donnant pas le contrôle	(150)	(559)	(282)	(941)
	(398)	(1 476)	(756)	(3 111)

La perte nette moins élevée pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 est attribuable aux profits latents sur instruments financiers dérivés résultant de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2012, comparativement à des pertes latentes sur instruments financiers dérivés en 2012 découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2011.

Sommaire des états de la situation financière de Creek Power

	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	1 537	1 358
Actifs non courants	49 865	40 010
Passifs courants	12 506	8 987
Passifs non courants	51 123	43 852
Déficit attribuable aux propriétaires	(11 941)	(11 467)
Participations ne donnant pas le contrôle	(286)	(4)

L'augmentation des postes de l'état de la situation financière s'explique principalement par les dépenses de préconstruction pour les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek.

Sommaire des tableaux de flux de trésorerie de Creek Power

Pour les périodes de neuf mois closes le	30 septembre 2013	30 septembre 2012
(Sorties) Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(421)	567
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	9 351	1 876
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(9 374)	(2 509)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(444)	(66)

RAPPORT DE GESTION

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

Kwoiek Creek Resources L.P.

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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits	—	—	—	—
BAlIA ajusté	(3)	(3)	(8)	(7)
Perte nette et résultat global	(1)	(2 867)	(6)	(8 071)
Perte nette et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	(1)	(1 433)	(3)	(4 033)
Participations ne donnant pas le contrôle	—	(1 434)	(3)	(4 038)
	(1)	(2 867)	(6)	(8 071)

Les pertes nettes comptabilisées pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 sont principalement attribuables à une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 14,1 M\$, partiellement contrebalancée par un profit latent sur instruments financiers dérivés de 11,3 M\$ pour la période de trois mois et de 6,1 M\$ pour la période de neuf mois.

Sommaire des états de la situation financière de Kwoiek Creek Resources

	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	41 843	88 502
Actifs non courants	167 698	113 796
Passifs courants	21 798	17 529
Passifs non courants	202 404	199 424
Déficit attribuable aux propriétaires	(7 530)	(7 527)
Participations ne donnant pas le contrôle	(7 131)	(7 128)

L'augmentation des postes de l'état de la situation financière est principalement attribuable aux activités de construction en cours pour le projet Kwoiek Creek. La diminution des actifs courants reflète l'utilisation des liquidités soumises à restrictions à mesure que des coûts sont engagés.

Sommaires des tableaux de flux de trésorerie de Kwoiek Creek Resources

Pour les périodes de neuf mois closes le	30 septembre 2013	30 septembre 2012
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(5 799)	(13 586)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	2 915	183 404
Entrées (Sorties) nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	1 016	(63 016)
(Diminution) Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 868)	106 802

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

RAPPORT DE GESTION

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

de laquelle ils sont effectués. Les changements effectués au troisième trimestre terminé le 30 septembre 2013 sont décrits à la rubrique « Modifications de méthodes comptables ». 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.

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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 8, 16 et 18 des états financiers consolidés résumés.

Modification de la durée d'utilité de la période d'amortissement des immobilisations incorporelles

Le 1^{er} juillet 2013, la Société a modifié la durée d'utilité de la période d'amortissement de certaines centrales hydroélectriques au Québec. La durée d'utilité estimée, qui était auparavant équivalente à la première durée des contrats d'achat d'électricité (les « CAÉ ») respectifs, a été augmentée de 20 à 25 ans, ce qui tient compte des périodes visant les droits de renouvellement des CAÉ. Ce changement dans l'estimation comptable découle de l'intention de la Société d'exercer l'option de renouvellement de ses CAÉ. Ce changement d'estimation a été comptabilisé de façon prospective. L'incidence annuelle estimée de ce changement d'estimation comptable constitue une diminution d'environ 3 656 \$ de la dotation à l'amortissement annuelle pour les 12 prochains mois, puis elle s'amenuisera au cours des périodes futures. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, l'incidence de ce changement est une diminution de 914 \$ de la dotation à l'amortissement.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent divers permis, licences et accords. Les immobilisations incorporelles à durées déterminées sont amorties selon le mode linéaire sur une période de quatre à 43 ans se clôturant à la date d'échéance des permis, des licences ou des accords de chacune des installations. Les immobilisations incorporelles à durées indéterminées ne sont pas amorties, mais elles sont soumises à un test de dépréciation annuel.

IFRIC 21, Droits ou taxes

En mai 2013, l'IASB a publié IFRIC 21, *Droits ou taxes* (« IFRIC 21 »), une interprétation d'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* (« IAS 37 »), qui porte sur la comptabilisation de droits et de taxes imposés par les autorités publiques. IAS 37 définit les critères relatifs à la comptabilisation d'un passif, notamment l'exigence pour l'entité d'avoir une obligation actuelle en raison d'un événement passé (« fait générateur d'obligation »). IFRIC 21 précise que le fait générateur d'obligation qui donne lieu à un passif visant à payer un droit ou une taxe constitue l'activité décrite dans les lois applicables qui entraîne le paiement du droit ou de la taxe. IFRIC 21 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014. La Société évalue actuellement l'incidence prévue de cette interprétation définitive sur ses états financiers consolidés.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

(non audité)

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

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2013	2012 (note 2.2.1)	2013	2012 (note 2.2.1)
Produits					
Produits opérationnels		58 039	47 109	156 894	129 538
Charges					
Charges opérationnelles	5	8 185	7 453	22 902	19 587
Frais généraux et administratifs		2 395	2 124	8 321	7 796
Charges liées aux projets potentiels		771	880	2 320	2 610
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres (produits) charges, montant net, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés		46 688	36 652	123 351	99 545
Charges financières	6	17 279	13 110	49 057	45 240
Autres (produits) charges, montant net	7	(158)	15 759	427	14 338
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés		29 567	7 783	73 867	39 967
Amortissement des immobilisations corporelles		12 333	10 936	36 341	30 677
Amortissement des immobilisations incorporelles		4 760	5 308	15 665	15 747
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises	8	(816)	383	(4 522)	(211)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés		(2 404)	(9 521)	(33 560)	(2 515)
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		15 694	677	59 943	(3 731)
Charge (économie) d'impôt :					
Exigible		917	606	2 575	1 556
Différé		3 630	799	15 360	(499)
		4 547	1 405	17 935	1 057
Bénéfice net (perte nette)		11 147	(728)	42 008	(4 788)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux éléments suivants :					
Propriétaires de la société mère		10 786	(245)	41 885	(377)
Participations ne donnant pas le contrôle		361	(483)	123	(4 411)
		11 147	(728)	42 008	(4 788)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	9	94 922	89 936	94 405	84 188
Bénéfice net (perte nette) de base, par action	9	0,09	(0,01)	0,38	(0,04)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	9	94 922	90 247	94 459	84 344
Bénéfice net (perte nette) dilué(e), par action	9	0,09	(0,01)	0,38	(0,04)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
		(note 2.2.1)		(note 2.2.1)
Bénéfice net (perte nette)	11 147	(728)	42 008	(4 788)
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net				
(Perte) profit de change à la conversion d'une filiale étrangère autonome	(117)	(154)	162	(146)
Économie (charge) d'impôt différé	15	20	(21)	19
Profit (perte) de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome	125	171	(161)	157
(Charge) économie d'impôt différé	(15)	(22)	22	(20)
Total des ajustements au bénéfice net (à la perte nette)	8	15	2	10
Total du résultat global	11 155	(713)	42 010	(4 778)
Total du résultat global attribuable aux éléments suivants :				
Propriétaires de la société mère	10 794	(230)	41 887	(367)
Participations ne donnant pas le contrôle	361	(483)	123	(4 411)
	11 155	(713)	42 010	(4 778)

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 septembre 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		49 506	49 496	34 863
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		57 625	87 811	53 415
Débiteurs		35 318	50 062	36 558
Comptes de réserve		1 783	1 816	—
Actifs d'impôt exigible		9	443	1 664
Instruments financiers dérivés		1 568	1 693	1 791
Prêts consentis à des parties liées	17	576	23 444	—
Charges payées d'avance et autres		7 295	4 715	3 977
		153 680	219 480	132 268
Comptes de réserve		46 235	45 800	41 239
Immobilisations corporelles	10	1 528 869	1 427 112	1 231 710
Immobilisations incorporelles		457 981	429 424	429 512
Frais de développement liés aux projets		117 972	103 529	97 241
Participations dans des coentreprises	8	24 338	18 935	14 499
Instruments financiers dérivés		5 564	6 698	8 248
Actifs d'impôt différé		3 073	5 846	24 485
Goodwill		8 269	8 269	8 269
Autres actifs non courants		31 327	31 347	17 998
		2 377 308	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 septembre 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		15 559	14 643	12 848
Fournisseurs et autres créiteurs		44 471	41 253	26 559
Passifs d'impôt exigible		2 466	1 541	2 835
Instruments financiers dérivés		14 267	17 198	19 060
Tranche à court terme de la dette à long terme	11	27 301	63 926	18 982
Tranche à court terme des autres passifs	12	243	—	983
		104 307	138 561	81 267
Retenues de garantie au titre de la construction				
		14	1 668	2 081
Instruments financiers dérivés				
		28 920	60 808	68 386
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme				
		2 935	12 899	41 267
Dette à long terme	11	1 314 945	1 166 782	1 006 646
Composante passif des débentures convertibles				
		79 786	79 655	79 490
Autres passifs	12	11 797	8 870	6 762
Passifs d'impôt différé		162 117	139 265	140 454
		1 704 821	1 608 508	1 426 353
Capitaux propres				
Capital attribuable aux actions ordinaires	13	4 749	120 500	1
Actions privilégiées		131 069	131 069	82 589
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	13	784 482	656 281	656 281
Paiement fondé sur des actions		1 756	1 511	1 361
Composante capitaux propres des débentures convertibles				
		1 340	1 340	1 340
Déficit		(335 443)	(330 621)	(277 083)
Cumul des autres éléments du résultat global		243	241	228
Capitaux propres attribuables aux propriétaires				
		588 196	580 321	464 717
Participations ne donnant pas le contrôle				
		84 291	107 611	114 399
Total des capitaux propres				
		672 487	687 932	579 116
		2 377 308	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 neuf mois close le 30 septembre 2013	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des 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							41 885		41 885	123	42 008
Autres éléments du résultat global								2	2		2
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	41 885	2	41 887	123	42 010
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	1 354	12 450							12 450		12 450
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 13)		(128 201)		128 201					—		—
Paiement fondé sur des actions					245				245		245
Acquisitions d'entreprises (note 4.1)										1	1
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 16)										(23 444)	(23 444)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(41 097)		(41 097)		(41 097)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(5 610)		(5 610)		(5 610)
Solde au 30 septembre 2013	95 014	4 749	131 069	784 482	1 756	1 340	(335 443)	243	588 196	84 291	672 487

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 neuf mois close le 30 septembre 2012	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	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	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des 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							(377)		(377)	(4 411)	(4 788)
Autres éléments du résultat global								10	10		10
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(377)	10	(367)	(4 411)	(4 778)
Actions ordinaires émises le 26 juillet 2012 dans le cadre d'un placement privé	12 041	123 656							123 656		123 656
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 2 403 \$)		(6 839)							(6 839)		(6 839)
Options sur actions exercées	58	655			(148)				507		507
Paiement fondé sur des actions					279				279		279
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(37 112)		(37 112)		(37 112)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(3 188)		(3 188)		(3 188)
Solde au 30 septembre 2012	93 381	117 473	82 589	656 281	1 492	1 340	(317 760)	238	541 653	109 988	651 641

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 neuf mois close le 30 septembre 2013	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
	Notes		(note 2.2.4)
Activités opérationnelles			
Bénéfice net (perte nette)		42 008	(4 788)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		36 341	30 677
Amortissement des immobilisations incorporelles		15 665	15 747
Quote-part du bénéfice des coentreprises		(4 522)	(211)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés		(33 560)	(2 515)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	6	2 120	1 704
Amortissement des frais de financement	6	678	505
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	6	1 081	1 171
Charges de désactualisation des autres passifs	6	389	642
Paiement fondé sur des actions		245	279
Impôt différé		15 360	(499)
Incidence de la variation des taux de change		204	(109)
Autres		(41)	127
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	6	44 495	41 218
Intérêts versés		(44 629)	(41 205)
Distributions reçues des coentreprises		2 041	955
Perte (profit) sur les contreparties conditionnelles	7	353	(357)
Contreparties conditionnelles versées		—	(983)
Charge d'impôt exigible		2 575	1 556
Impôt sur le résultat (payé) reçu, montant net		(1 226)	1 608
		79 577	45 522
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel	15	7 175	3 250
		86 752	48 772
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(28 451)	(35 358)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(4 892)	(3 188)
Augmentation de la dette à long terme		167 414	318 494
Remboursement au titre de la dette à long terme		(122 015)	(171 817)
Paiement des frais de financement différés		(2 933)	(4 138)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		—	114 414
Paiement des frais d'émission sur les actions privilégiées		(353)	—
Produit de l'exercice d'options sur actions		—	507
		8 770	218 914

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 neuf mois close le 30 septembre 2013	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
	Notes		(note 2.2.4)
Activités d'investissement			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	4	1 885	—
Acquisitions d'entreprises	4	(28 577)	—
Diminution (augmentation) des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		30 186	(65 494)
Prêt à court terme		—	(1 000)
Prêts consentis à des parties liées	17	(576)	—
Fonds nets prélevés de (investis dans) la réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne		808	(883)
Fonds nets investis dans la réserve pour travaux d'entretien majeurs		(762)	(181)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(65 367)	(121 927)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(14 758)	(485)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(15 078)	(3 334)
Participations dans des coentreprises		(2 922)	(2 100)
Ajouts aux autres actifs non courants		(439)	(27 226)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		56	—
		(95 544)	(222 630)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		32	(68)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		10	44 988
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début		49 496	34 863
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin		49 506	79 851
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		36 055	63 518
Placements à court terme		13 451	16 333
		49 506	79 851

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 15.

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 5 novembre 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 liées à l'application de nouvelles IFRS et aux modifications décrites aux notes 3.3 et 3.4. 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.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

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 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 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 classées 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.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

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 8, 16 et 18.

IFRIC 21 - Droits ou taxes

En mai 2013, l'IASB a publié IFRIC 21, *Droits ou taxes* (« IFRIC 21 »), une interprétation d'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* (« IAS 37 »), qui porte sur la comptabilisation de droits et de taxes imposés par les autorités publiques. IAS 37 définit les critères relatifs à la comptabilisation d'un passif, notamment l'exigence pour l'entité d'avoir une obligation actuelle en raison d'un événement passé (« fait générateur d'obligation »). IFRIC 21 précise que le fait générateur d'obligation qui donne lieu à un passif visant à payer un droit ou une taxe constitue l'activité décrite dans les lois applicables qui entraîne le paiement du droit ou de la taxe. IFRIC 21 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014. La Société évalue actuellement l'incidence prévue de cette interprétation définitive sur ces états financiers consolidés.

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 les comptes de résultat pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012

	Période de trois mois close le 30 septembre 2012		
	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Produits			
Produits opérationnels	47 549	(440)	47 109
Charges			
Charges opérationnelles	7 511	(58)	7 453
Frais généraux et administratifs	2 152	(28)	2 124
Charges liées aux projets potentiels	880	—	880
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	37 006	(354)	36 652
Charges financières	13 423	(313)	13 110
Autres charges, montant net	15 729	30	15 759
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	7 854	(71)	7 783
Amortissement des immobilisations corporelles	11 261	(325)	10 936
Amortissement des immobilisations incorporelles	5 477	(169)	5 308
Quote-part de la perte des coentreprises	—	383	383
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(9 561)	40	(9 521)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	677	—	677
Charge d'impôt :			
Exigible	606	—	606
Différé	799	—	799
	1 405	—	1 405
Perte nette	(728)	—	(728)
Perte nette attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère	(245)	—	(245)
Participations ne donnant pas le contrôle	(483)	—	(483)
	(728)	—	(728)

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 les comptes de résultat pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012 (suite)

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012		
	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Produits			
Produits opérationnels	132 353	(2 815)	129 538
Charges			
Charges opérationnelles	19 765	(178)	19 587
Frais généraux et administratifs	7 894	(98)	7 796
Charges liées aux projets potentiels	2 610	—	2 610
Bénéfice 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	102 084	(2 539)	99 545
Charges financières	46 166	(926)	45 240
Autres charges, montant net	14 303	35	14 338
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	41 615	(1 648)	39 967
Amortissement des immobilisations corporelles	31 652	(975)	30 677
Amortissement des immobilisations incorporelles	16 251	(504)	15 747
Quote-part du bénéfice des coentreprises	—	(211)	(211)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(2 557)	42	(2 515)
Perte avant impôt sur le résultat	(3 731)	—	(3 731)
Charge (économie) d'impôt :			
Exigible	1 556	—	1 556
Différé	(499)	—	(499)
	1 057	—	1 057
Perte nette	(4 788)	—	(4 788)
Perte nette attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère	(377)	—	(377)
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 411)	—	(4 411)
	(4 788)	—	(4 788)

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 parties liées	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 garantie 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
Autres passifs	8 870	—	8 870
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
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
Tranche à court terme des autres passifs	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
Autres passifs	6 762	—	6 762
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
Paieement 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 neuf mois close le 30 septembre 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	49 355	(1 538)	48 772
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	218 547	367	218 914
Sorties nettes de trésorerie découlant des activités d'investissement	(222 926)	1 251	(222 630)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(68)	—	(68)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	44 908	80	44 988

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 et des pertes avant d'avoir revendu ces actifs à un tiers.

3.3 Modification de la durée d'utilité pour la période d'amortissement des immobilisations incorporelles

Le 1^{er} juillet 2013, la Société a modifié la durée d'utilité pour la période d'amortissement de certaines centrales hydroélectriques au Québec. La durée d'utilité estimée, qui était auparavant équivalente à la première durée des contrats d'achat d'électricité (les « CAÉ ») respectifs, a été augmentée de 20 à 25 ans, ce qui tient compte des périodes visant les droits de renouvellement des CAÉ. Ce changement dans l'estimation comptable découle de l'intention de la Société d'exercer l'option de renouvellement de ses CAÉ. Ce changement d'estimation a été comptabilisé de façon prospective. L'incidence annuelle estimée de ce changement d'estimation comptable constitue une diminution d'environ 3 656 \$ de l'amortissement annuel pour les 12 prochains mois, puis elle s'amenuisera au cours des périodes futures. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, l'incidence de ce changement est une diminution de 914 \$ de l'amortissement.

3.4 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent divers permis, licences et accords. Les immobilisations incorporelles à durées déterminées sont amorties selon le mode linéaire sur une période allant de 4 à 43 ans se terminant à la date d'échéance des permis, des licences ou des accords relatifs à chaque installation. Les immobilisations incorporelles à durées indéterminées ne sont pas amorties, mais elles sont soumises à un test de dépréciation annuel.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

4. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

4.1 Acquisition de la Société en commandite Magpie

Le 25 juillet 2013, la Société a conclu l'acquisition de 99,999 % des parts ordinaires dans la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Magpie, située au Québec (l'« acquisition de Magpie »). La Municipalité Régionale de Comté de Minganie détient 30 % des parts avec droit de vote ainsi qu'une débenture convertible et une débenture ne portant pas intérêt. 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. La Société a réglé le montant d'achat de 28 577 \$.

La totalité de l'énergie produite par cette centrale est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ échéant en 2032.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets futurs. L'acquisition de la centrale Magpie a permis d'ajouter une puissance installée nette additionnelle d'environ 40,6 MW au portefeuille de centrales hydroélectriques en exploitation de la Société.

Le tableau suivant reflète la répartition initiale du prix d'achat:

Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 885
Débiteurs	1 321
Charges payées d'avance et autres	52
Compte de réserve	422
Immobilisations corporelles	74 460
Immobilisations incorporelles	29 443
Passifs courants	(1 203)
Dette à long terme	(65 054)
Autres passifs à long terme	(2 428)
Impôt différé	(10 320)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1)
Actifs nets acquis	28 577

La répartition initiale du prix d'achat demeurent assujettis à la finalisation de l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, de l'impôt différé et des ajustements conséquents.

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2013, les produits et le bénéfice consolidés auraient été de 58 621 \$ et de 10 430 \$, respectivement, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, et de 161 976 \$ et de 42 021 \$, respectivement, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013.

Les montants des produits et du bénéfice net de la Société en commandite Magpie depuis le 25 juillet 2013, présentés dans les comptes consolidés de résultat, se sont chiffrés à 2 237 \$ et à 740 \$, respectivement, pour la période de 68 jours close le 30 septembre 2013.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

4.2 Acquisition de Brown Miller Power L.P.

L'évaluation finale de l'acquisition de Brown Miller Power L.P. a été effectuée. Le tableau suivant reflète la répartition finale du prix d'achat.

	Répartition initiale du prix d'achat	Ajustements ultérieurs	Répartition finale du prix d'achat
Débiteurs	429	—	429
Charges payées d'avance et autres	153	—	153
Immobilisations corporelles	64 391	(14 732)	49 659
Immobilisations incorporelles	13 436	14 363	27 799
Passifs courants	(9)	—	(9)
Impôt différé	(9 765)	369	(9 396)
	68 635	—	68 635

5. CHARGES OPÉRATIONNELLES

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Salaires	665	601	2 055	1 933
Assurances	545	475	1 531	1 283
Exploitation et entretien	3 880	3 046	10 796	8 536
Impôts fonciers et redevances	3 095	3 331	8 520	7 835
	8 185	7 453	22 902	19 587

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

6. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	15 557	13 978	44 495	41 218
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	936	(1 652)	2 120	1 704
Amortissement des frais de financement	216	197	678	505
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	300	413	1 081	1 171
Charge de désactualisation des autres passifs	138	174	389	642
Autres	132	—	294	—
	17 279	13 110	49 057	45 240

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

7. AUTRES (PRODUITS) CHARGES, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Coûts de transaction	260	2 072	536	2 167
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	14 127	3 259	14 127
(Profit) perte de change réalisé(e)	(94)	(130)	167	(130)
Perte (profit) sur les contreparties conditionnelles	353	—	353	(357)
Autres produits, montant net	(677)	(310)	(1 888)	(699)
Indemnisation d'un entrepreneur	—	—	—	(770)
Règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition	—	—	(2 000)	—
	(158)	15 759	427	14 338

8. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

8.1 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 septembre 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.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Umbata Falls, L.P.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 30 septembre 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 023	1 254	73
Autres actifs courants	1 952	1 547	822
Actifs courants	3 975	2 801	895
Actifs non courants	76 844	79 679	83 244
Fournisseurs et autres créditeurs	198	155	66
Autres passifs courants	48 082	2 227	3 512
Passifs courants	48 280	2 382	3 578
Passifs non courants	2 436	53 225	53 394

Il est prévu que le prêt échéant en juillet 2014, et présenté dans les autres passifs courants, sera refinancé.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
Produits	8 692	5 745
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	558	555
	8 134	5 190
Charges financières	1 880	1 890
Autres produits, montant net	(25)	(14)
Amortissements	3 018	3 019
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés	(4 135)	216
Bénéfice net et résultat global	7 396	79

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 septembre 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Actif net de la coentreprise	30 103	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	14 750	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 septembre 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Trésorerie et équivalents de trésorerie	9	3 875	762
Autres actifs courants	7 707	916	59
Actifs courants	7 716	4 791	821
Actifs non courants	53 694	7 274	1 603
Fournisseurs et autres créditeurs	1 275	17	48
Autres passifs courants	6 826	183	—
Passifs courants	8 101	200	48
Passifs non courants	34 132	328	—

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
Produits	—	—
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	6	7
	(6)	(7)
Charges financières	—	—
Autres produits, montant net	(3 641)	(56)
Amortissements	2	—
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés	1 837	(296)
Bénéfice net et résultat global	1 796	345

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 septembre 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Actif net de la coentreprise	19 177	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	9 588	5 768	1 188

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Le 7 août 2013, Viger-Denonville, s.e.c. a conclu un financement de projet sans recours de 61 700 \$ pour un emprunt de construction et un emprunt à terme. À la suite de la mise en service du projet, il sera converti en un emprunt à terme de 18 ans. Au 30 septembre 2013, un montant de 32 500 \$ a été prélevé et porte intérêt à un taux variable équivalent aux taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un total de 3,82 %. Viger-Denonville, s.e.c. a aussi conclu un emprunt à court terme de 5 490 \$ portant intérêt à un taux variable selon le taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un total de 3,22 %, visant à financer la construction du système de sous-station et de collecteur, pour lequel elle sera en droit d'exiger un remboursement d'Hydro-Québec en 2014. Au 30 septembre 2013, cet emprunt était complètement utilisé. Ces emprunts sont garantis par des actifs de Viger-Denonville, s.e.c., d'une valeur comptable de 61 410 \$ (la quote-part de la Société est de 50 %).

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 instruments financiers dérivés de 2 226 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 %.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

9. CALCUL DU BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

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 les 30 septembre		Période de neuf mois close les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	10 786	(245)	41 885	(377)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 781)	(1 063)	(5 610)	(3 188)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	9 005	(1 308)	36 275	(3 565)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	94 922	89 936	94 405	84 188
Bénéfice net (perte nette) de base par action (en \$)	0,09	(0,01)	0,38	(0,04)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	94 922	89 936	94 405	84 188
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) (a)	—	311	54	156
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	94 922	90 247	94 459	84 344
Bénéfice net (perte nette) dilué(e) par action (en \$) (b)	0,09	(0,01)	0,38	(0,04)

a. Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2013, 2 736 684 des 2 736 684 options sur actions (940 000 des 2 461 060 options sur actions au 30 septembre 2012) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles (néant au 30 septembre 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 neuf mois close le 30 septembre 2013, 2 073 420 des 2 736 684 options sur actions (940 000 des 2 461 060 options sur actions au 30 septembre 2012) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles (même nombre qu'au 30 septembre 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 de la période de trois mois close le 30 septembre 2012, 1 521 060 options sur actions et 7 558 684 actions susceptibles d'être émises à la conversion de débentures convertibles ont été exclues du calcul de la perte nette diluée par action, car cela aurait eu un effet antidilutif en raison d'une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, 1 521 060 options sur actions ont été exclues du calcul de la perte nette diluée par action, car cela aurait eu un effet antidilutif en raison d'une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

10. 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	4 129	1 018	100	72 461	545	78 271
Acquisitions d'entreprises	—	59 606	—	—	—	122	59 728
Cessions	—	—	—	—	—	(130)	(130)
Autres variations	—	—	—	—	—	(51)	(51)
Écarts de change, montant net	3	188	—	—	—	5	196
Au 30 septembre 2013	2 126	984 292	371 837	124 233	213 362	6 617	1 702 467
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2013	—	(83 609)	(47 255)	(3 965)	—	(2 512)	(137 341)
Amortissement	—	(17 666)	(13 168)	(4 462)	—	(1 045)	(36 341)
Cessions	—	—	—	—	—	87	87
Autres variations	—	—	—	—	—	51	51
Écarts de change, montant net	—	(56)	—	—	—	2	(54)
Au 30 septembre 2013	—	(101 331)	(60 423)	(8 427)	—	(3 417)	(173 598)
Valeur nette au 30 septembre 2013	2 126	882 961	311 414	115 806	213 362	3 200	1 528 869

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 incorporés dans le coût de l'actif de 21 244 \$ au 30 septembre 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 incorporés dans le coût de l'actif intégralement à l'immobilisation corporelle concernée. Les frais de financement liés à la facilité à terme de crédit rotatif de la Société sont incorporés dans le coût de l'actif 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 1 043 \$ (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)

11. 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 emprunt de construction et un emprunt à terme visant le projet hydroélectrique Northwest Stave River en construction en Colombie-Britannique. L'emprunt de construction porte intérêt à un taux fixe de 5,30 %; il sera converti en un emprunt 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. Cet emprunt est garanti par les actifs de Northwest Stave River L.P., d'une valeur comptable d'environ 83 500 \$.

d. Société en commandite Magpie

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris un emprunt à terme de 49 251 \$ portant intérêt à un taux de 6,36 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 379 \$ et arrivant à échéance le 1^{er} décembre 2031, ainsi qu'un crédit-relais de 1 188 \$ portant intérêt à 6,06 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 27 \$ et arrivant à échéance le 1^{er} août 2017. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 57 420 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 4,37 %; quant au crédit-relais, il a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 1 281 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 2,33 %.

Ces emprunts sont garantis par les actifs de la Société en commandite Magpie, d'une valeur comptable d'environ 104 000 \$.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris une débenture convertible de 3 000 \$ portant intérêt à un taux de 15,50 % et arrivant à échéance en 2033. La débenture convertible a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 4 575 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 7,66 %. 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.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris une débenture convertible de 2 000 \$ ne portant pas intérêt, remboursable au moyen de paiements annuels de 400 \$ et arrivant à échéance le 31 décembre 2017. La débenture a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 1 778 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 5,30 %.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

12. AUTRES PASSIFS

Les autres passifs, qui comprennent les montants présentés dans les passifs courants, se composent des contreparties conditionnelles, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives aux parcs éoliens et parc solaire de la Société, et de l'obligation liée aux redevances. L'obligation liée aux redevances de la centrale hydroélectrique Magpie, qui a été acquise en juillet 2013, correspond à la valeur actualisée d'une série contractuelle de paiements de redevances à la Municipalité Régionale de Comté de Minganie.

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Obligation liée aux redevances	Total
Au 1^{er} janvier 2013	2 775	6 095	—	8 870
Passif repris dans le cadre de l'acquisition d'une entreprise (note 4.1)	—	—	2 428	2 428
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	175	197	17	389
Perte sur les contreparties conditionnelles	353	—	—	353
Au 30 septembre 2013	3 303	6 292	2 445	12 040
Tranche à court terme des autres passifs	—	—	(243)	(243)
Tranche à long terme des autres passifs	3 303	6 292	2 202	11 797

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Obligation liée aux redevances	Total
Au 1^{er} janvier 2012	3 887	3 858	—	7 745
Passif recouvré	(357)	—	—	(357)
Contreparties conditionnelles versées	(983)	—	—	(983)
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	228	222	—	450
Nouvelles obligations	—	2 015	—	2 015
Au 31 décembre 2012	2 775	6 095	—	8 870
Tranche à court terme des autres passifs	—	—	—	—
Tranche à long terme des autres passifs	2 775	6 095	—	8 870

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

13. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

a. Réduction du compte de capital déclaré à l'égard des 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 128 201 \$ 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.

b. Changement au régime de réinvestissement des dividendes

En raison des conditions de marché actuelles, la Société a décidé d'éliminer l'escompte de 2,50 % 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.

14. 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 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
30/09/2013	15/10/2013	0,1450	0,3125	0,359375
		0,5800	1,2500	1,211050

1. Le versement initial de dividendes 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)

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

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

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
Débiteurs et actifs d'impôt exigible	16 507	7 303
Charges payées d'avance et autres	(2 528)	(1 763)
Fournisseurs, autres créditeurs et passifs d'impôt	(6 804)	(2 290)
	7 175	3 250

b. Renseignements supplémentaires

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 9 517 \$ (2 822 \$ en 2012))	54 146	44 027
<i>Transactions hors trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(2 092)	17 333
Frais de développement impayés	(635)	216
Immobilisations incorporelles impayées	(27)	1 175
Frais d'émission des actions privilégiées impayés	(353)	—
Transfert des actifs à long terme aux débiteurs	—	14 543
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(12 450)	—

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

16. FILIALES

16.1 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 septembre 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 septembre 2013	Au 31 décembre 2012
Posséder ou exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	7	5
	Ontario	4	4
	Colombie-Britannique	19	19
	États-Unis	1	1
		31	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
		80	73

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

16.2 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 participations et des droits de vote détenus par les détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		Bénéfice (perte) attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle pour les périodes de neuf mois closes les		Cumul des participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		30 septembre 2013	31 décembre 2012	30 septembre 2013	30 septembre 2012	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales	Colombie-Britannique	49,99 %	49,99 %	428	568	91 837	114 853
Creek Power Inc. et ses six filiales	Colombie-Britannique	33,33 %	33,33 %	(282)	(941)	(286)	(4)
Kwoiek Creek Resources, L.P. ¹	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %	(3)	(4 038)	(7 131)	(7 128)
Autres	Divers	Divers	Divers	(20)	—	(129)	(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)

Le tableau suivant présente un sommaire de l'information financière relative à chaque filiale de la Société détenant des participations significatives ne donnant pas le contrôle. 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 septembre 2013	Au 31 décembre 2012
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	33 765	69 089
Actifs non courants	667 197	680 279
Passifs courants	12 505	16 588
Passifs non courants	461 800	459 221
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	134 820	158 706
Participations ne donnant pas le contrôle	91 837	114 853
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
Produits	40 435	40 114
Charges	(40 437)	(39 712)
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(2)	402
(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuables aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(430)	(166)
Participations ne donnant pas le contrôle	428	568
	(2)	402
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	23 444	—
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	5 931	13 855
Sorties nettes de trésorerie découlant des activités de financement	(5 306)	(5 060)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	4 845	38 163
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 470	46 958

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 septembre 2013	Au 31 décembre 2012
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	1 537	1 358
Actifs non courants	49 865	40 010
Passifs courants	12 506	8 987
Passifs non courants	51 123	43 852
Déficit attribuable aux propriétaires	(11 941)	(11 467)
Déficit lié à la participation ne donnant pas le contrôle	(286)	(4)

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	2 114	1 901
Charges	(2 870)	(5 012)
Perte nette et résultat global	(756)	(3 111)
Perte nette et résultat global attribuables aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(474)	(2 170)
Participation ne donnant pas le contrôle	(282)	(941)
	(756)	(3 111)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux des activités opérationnelles	(421)	567
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	9 351	1 876
Sorties nettes de trésorerie découlant des activités d'investissement	(9 374)	(2 509)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(444)	(66)

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 septembre 2013	Au 31 décembre 2012
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	41 843	88 502
Actifs non courants	167 698	113 796
Passifs courants	21 798	17 529
Passifs non courants	202 404	199 424
Déficit attribuable aux propriétaires	(7 530)	(7 527)
Déficit lié à la participation ne donnant pas le contrôle	(7 131)	(7 128)

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	—	—
Charges	(6)	(8 071)
Perte nette et résultat global	(6)	(8 071)
Perte nette et résultat global attribuables aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(3)	(4 033)
Participation ne donnant pas le contrôle	(3)	(4 038)
	(6)	(8 071)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Sorties nettes de trésorerie découlant des activités opérationnelles	(5 799)	(13 586)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	2 915	183 404
Entrées (sorties) nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	1 016	(63 016)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 868)	106 802

16.3 Soutien financier à une entité structurée

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

La Société est 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 fournit à la Société des bénéfices sous forme d'intérêts et de distributions privilégiées.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

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.

17. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Au cours du quatrième trimestre de 2012, les centrales en exploitation de Harrison ont distribué un montant de 46 900 \$. 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 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, jusqu'à ce que le financement relatif à ce projet ait été obtenu. Ce prêt porte intérêt au même taux que celui que la Société verse à ses prêteurs relativement à la facilité de crédit renouvelable, majoré d'une marge. Ce prêt a été remboursé au cours du troisième trimestre de 2013.

Au troisième trimestre de 2013, un nouveau prêt de 576 \$ a été accordé au projet Viger-Denonville. Ce prêt sera remboursé par Viger-Denonville, s.e.c. à la suite du prochain prélèvement effectué à même son emprunt de construction.

18. 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 septembre 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.

19. INSTRUMENTS FINANCIERS

La Société a conclu de nouveaux contrats à terme sur obligations d'une valeur nominale de 90 000 \$ qui viendront à échéance en 2014 à un taux moyen pondéré de 3,21 %, afin de gérer les risques relatifs aux projets Upper Lillooet River et Tretheway Creek.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

20. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société possède 22 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 de neuf mois closes le 30 septembre 2013, les produits opérationnels générés par la centrale hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 1 334 \$ et 2 808 \$ (1 438 \$ et 2 989 \$ en 2012), soit un apport de 2,3 % et de 1,8 % aux produits opérationnels consolidés de la Société (3,1 % et 2,3 % 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.

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.

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 septembre 2013					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	40 550	11 493	5 996	—	58 039
Charges :					
Charges opérationnelles	5 800	2 123	262	—	8 185
Frais généraux et administratifs	1 635	410	74	276	2 395
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	771	771
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	33 115	8 960	5 660	(1 047)	46 688
Charges financières					17 279
Autres produits, montant net					(158)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					29 567
Amortissement des immobilisations corporelles					12 333
Amortissement des immobilisations incorporelles					4 760
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(816)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(2 404)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					15 694

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 septembre 2012					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	32 754	8 614	5 741	—	47 109
Charges :					
Charges opérationnelles	5 498	1 833	122	—	7 453
Frais généraux et administratifs	1 329	443	109	243	2 124
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	880	880
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	25 927	6 338	5 510	(1 123)	36 652
Charges financières					13 110
Autres charges, montant net					15 759
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					7 783
Amortissement des immobilisations corporelles					10 936
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 308
Quote-part de la perte des coentreprises					383
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(9 521)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					677

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2013					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	103 736	38 791	14 367	—	156 894
Charges :					
Charges opérationnelles	15 445	6 597	860	—	22 902
Frais généraux et administratifs	5 388	1 568	241	1 124	8 321
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	2 320	2 320
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	82 903	30 626	13 266	(3 444)	123 351
Charges financières					49 057
Autres charges, montant net					427
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					73 867
Amortissement des immobilisations corporelles					36 341
Amortissement des immobilisations incorporelles					15 665
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(4 522)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(33 560)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					59 943
Au 30 septembre 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 380 129	390 570	130 225	476 384	2 377 308
Total du passif	875 684	382 306	136 201	310 630	1 704 821
Ajouts d'immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice	63 753	1 018	100	73 128	137 999

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2012					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	90 721	29 682	9 135	—	129 538
Charges :					
Charges opérationnelles	13 884	5 540	163	—	19 587
Frais généraux et administratifs	4 161	1 828	138	1 669	7 796
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	2 610	2 610
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	72 676	22 314	8 834	(4 279)	99 545
Charges financières					45 240
Autres charges, montant net					14 338
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					39 967
Amortissement des immobilisations corporelles					30 677
Amortissement des immobilisations incorporelles					15 747
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(211)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(2 515)
Perte avant impôt sur le résultat					(3 731)
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 durant l'exercice	64 944	3 682	153	169 508	238 287

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

21. 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 (\$)
05/11/2013	31/12/2013	15/01/2014	0,1450	0,3125	0,359375

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

Bureau de Vancouver
200-666 Burrard St., Park Place
Vancouver, Colombie-Britannique
V6C 2X8

Téléphone : 450 928-2550
Télécopieur : 450 928-2544
Courriel : info@innergex.com

Téléphone : 604 633-9990
Télécopieur : 604 633-9991

www.innergex.com