

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2014

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2014

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



RAPPORT DE GESTION

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

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 d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour la période de trois mois close le 31 mars 2014. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 13 mai 2014, 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 pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 de même qu'avec la *Revue financière* de la Société au 31 décembre 2013. 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 la période de trois mois close le 31 mars 2014, ainsi que les données comparables de 2013, 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 PREMIER TRIMESTRE DE 2014

- La production s'est établie à 84 % de la moyenne à long terme (« PMLT ») en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne, en particulier en Colombie-Britannique
- Les produits ont augmenté de 5 % par rapport à la même période l'an dernier pour atteindre \$37,6 M\$
- Le BAIIA ajusté est demeuré inchangé à \$193,5 M\$ par rapport à la même période l'an dernier
- Un contrat d'achat d'électricité de 20 ans a été signé pour le projet éolien Mesgi'g Ugnu's'n de 150 MW au Québec
- Une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant jusqu'à 1 million d'actions ordinaires a été mise en place et sera en vigueur jusqu'en mars 2015
- Des ententes ont été conclues avec BC Hydro en vue de modifications au Projet hydroélectrique Upper Lillooet, qui comprend les projets hydroélectriques Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek en Colombie-Britannique

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	3	Dividendes	18
Information prospective	3	Situation financière	19
Renseignements supplémentaires et mises à jour	5	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	21
Vue d'ensemble	6	Information sectorielle	22
Stratégie de la Société	7	Renseignements financiers trimestriels	25
Mise à jour au premier trimestre	8	Participations dans des coentreprises	26
Projets en développement	10	Filiales non entièrement détenues	28
Projets potentiels	11	Modifications de méthodes comptables	32
Résultats d'exploitation	12	Événements postérieurs à la date de clôture	32
Liquidités et ressources en capital	17		

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 31 mars 2014. Il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant la période de trois mois close le 31 mars 2014 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 lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (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 », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

Information financière future : 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 et le BAIIA ajusté prévus ou les coûts de projet estimés, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des Projets en développement, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Hypothèses : L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des conditions du marché des capitaux et de la réussite de la Société à développer de nouvelles installations.

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement futurs exprimés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués dans la *Notice annuelle* de la Société sous la rubrique « Facteurs de risque » et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en oeuvre sa stratégie; sa capacité à accéder à des ressources en capital suffisantes et l'état des marchés des capitaux; le risque de liquidité associé aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; la défaillance de l'équipement ou des activités d'entretien ou d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; la déclaration de dividendes à la discrétion du conseil d'administration; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; des changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en matériaux; les changements de la conjoncture économique générale; les risques réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la disponibilité et la fiabilité des réseaux de transport; des augmentations des droits d'utilisation de l'eau ou des modifications de la

RAPPORT DE GESTION

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

réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; les bris des barrages; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; les limites de l'assurance; une notation de crédit qui peut ne pas refléter la performance réelle de la Société ou qui peut être abaissée; la possibilité de responsabilité non divulguée liée aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; le défaut de conclure l'acquisition des centrales hydroélectriques et des Projets en développement d'Hydroméga; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées; l'introduction à l'exploitation d'un parc solaire photovoltaïque et les fluctuations des produits provenant de la centrale Miller Creek en raison du prix au comptant Mid-C de l'électricité.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective 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.

Information prospective dans le présent rapport de gestion

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives contenues dans le présent rapport de gestion que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Production prévue</p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute d'actionnement, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p>
<p>Produits prévus</p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité</p> <p>Taux d'inflation moins élevé que prévu</p>
<p>BAIIA ajusté prévu</p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers et des redevances; à l'exception des charges d'entretien, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat d'exploitation prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats*. Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau et de charges liées aux Projets potentiels prévues, lesquelles sont établies à partir du nombre de Projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.</p> <p>* Exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Variations des frais liés aux permis d'utilisation de l'eau et aux droits de propriété foncière</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>

RAPPORT DE GESTION

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des Projets en développement ou des Projets potentiels</p> <p>La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus pour le projet.</p> <p>La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications à propos de ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et disponibilité du financement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p>
<p>Financement lié aux projets ou refinancement lié aux Installations en exploitation prévu</p> <p>La Société fournit des indications au sujet de son intention d'obtenir du financement de projet sans recours pour ses Projets en développement et de refinancer des Installations en exploitation à l'échéance des dettes actuelles fondées sur la PMLT prévue, compte tenu des coûts et des produits prévus de chaque projet, de la durée restante du CAE et d'un ratio de levier financier d'environ 75 %-85 % ainsi que de sa grande expérience du financement de projets et de sa connaissance du marché des capitaux.</p>	<p>Fluctuations des taux d'intérêt et disponibilité du financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p>
<p>Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres</p> <p>La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en oeuvre sa stratégie</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux contrats d'achat d'électricité</p>

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 :

- 32 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et janvier 2014, 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 20,1 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- cinq projets qui ont des dates prévues de mise en service en 2015 et 2016 (les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour trois des projets; et
- plusieurs projets pour lesquels certains droits de propriété foncière 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 ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (collectivement, les « Projets potentiels »). Ces projets sont à différents stades de développement.

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

INNERGEX

	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
Hydroélectricité			
Puissance brute :	516,5 MW	170,5 MW	1 000,0 MW
Puissance nette ¹ :	402,4 MW	134,9 MW	950,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	614,1 MW	150,0 MW	2 085,0 MW
Puissance nette ¹ :	236,3 MW	75,0 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 :	1 163,8 MW	320,5 MW	3 125,0 MW
Puissance nette ¹ :	671,9 MW	209,9 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 investi élevé, et de distribuer un dividende stable.

Politique de dividende annuel

La Société compte verser un dividende annuel de 0,60 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement.

La politique de dividende de la Société est déterminée par le Conseil d'administration et se fonde sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie, le bilan financier de la Société, les clauses restrictives de ses dettes, ses perspectives de croissance à long terme, les critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés aux fins de la déclaration de dividendes, et autres critères pertinents.

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 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 (« marge du BAIIA ajusté »), ainsi que les dividendes déclarés sur actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles (le « Ratio de distribution »), les Flux de trésorerie disponibles étant définis comme les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien nettes des produits de cessions, les remboursements prévus du capital sur la dette, les dividendes déclarés sur actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ. Les Flux de trésorerie disponibles sont ajustés également pour tenir compte des entrées ou des sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société et qui comprennent les coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou les gains réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets avant que cette dette ne soit contractée.

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 lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net et que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, comme il est déterminé conformément aux IFRS. La Société croit que ces indicateurs sont importants puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur les capacités de production et de génération de trésorerie de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également les comparaisons entre les périodes.

Diversification des sources d'énergie

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 de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 25 centrales hydroélectriques localisées sur 22 bassins versants, six parcs éoliens et un parc solaire, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustrent le tableau et les diagrammes suivants :

En GWh et %	Production moyenne à long terme consolidée ¹								
	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	278,0	13 %	774,1	36 %	680,7	31 %	435,6	20 %	2 168,4
ÉOLIEN	213,6	32 %	142,8	21 %	112,8	17 %	207,3	31 %	676,5
SOLAIRE ²	7,3	19 %	12,6	33 %	12,7	33 %	5,8	15 %	38,4
Total	498,9	17 %	929,4	32 %	806,2	28 %	648,7	22 %	2 883,3

1. Production moyenne à long terme (PMLT) annualisée pour les installations en exploitation au 13 mai 2014. 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 ».

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

RAPPORT DE GESTION

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

MISE À JOUR AU PREMIER TRIMESTRE

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Production d'électricité (MWh)	417 209	386 171
Production MLT (MWh)	498 964	461 529
Produits	37 599	35 688
BAIIA ajusté	25 329	25 403
Marge du BAIIA ajusté	67,4 %	71,2 %
Perte nette	(38 105)	(178)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,3125	0,3125
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C ¹	0,359375	0,492300
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,150	0,145
	12 derniers mois clos le 31 mars	
	2014	2013
Flux de trésorerie disponibles ²	49 790	52 258
Ratio de distribution ²	112 %	101 %

1. Le dividende initial était plus élevé au premier trimestre de 2013 pour tenir compte des dividendes à payer depuis la date de clôture de l'émission des Actions privilégiées de série C le 11 décembre 2012. Le dividende trimestriel régulier s'établit à 0,359375 \$.

2. Pour plus d'information sur le calcul et une explication des Flux de trésorerie disponibles et du Ratio de distribution de la Société, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution ».

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la production s'est établie à 84 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans toutes les régions, à l'exception de l'Ontario, et en particulier en Colombie-Britannique, partiellement contrebalancés par la solide performance des parcs éoliens et solaires. Pour le trimestre, la production a augmenté de 8 %, les produits ont augmenté de 5 % et le BAIIA ajusté est demeuré inchangé par rapport à la même période l'an dernier. L'augmentation de la production et des produits est attribuable principalement à l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et à la meilleure performance des parcs éoliens comparativement à l'an dernier, tandis que l'apport des centrales hydroélectriques Northwest Stave River et Kwoiek Creek, mises en service à la fin de 2013, a été limité en raison des débits d'eau particulièrement faibles en Colombie-Britannique. La progression moins importante des produits est attribuable à la diminution du prix de vente moyen de l'électricité, qui découle principalement de l'ajout de la centrale Magpie, pour laquelle le prix de vente est nettement inférieur à ceux de la plupart des autres installations de la Société. La stagnation du BAIIA ajusté s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation et des frais généraux et administratifs liée principalement au plus grand nombre d'installations en exploitation.

La Société a comptabilisé une perte nette de \$38,1 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, comparativement à une perte nette de \$0,2 M\$ pour la même période en 2013, en raison principalement d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de \$36,0 M\$ découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant la période de trois mois, comparativement à un profit net latent de \$3,8 M\$ découlant d'une hausse des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier.

Incidence sur la perte nette de la perte nette latente ou du profit net latent sur instruments financiers dérivés	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Perte nette	(38 105)	(178)
Ajouter (Déduire) : Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	36 030	(3 838)
(Déduire) Ajouter : (Économie) charge d'impôt liée à l'élément ci-dessus	(9 548)	998
Ajouter (Déduire) : Quote-part de la perte nette latente (du profit net latent) sur instruments financiers dérivés des coentreprises, déduction faite de l'économie (de la charge) d'impôt qui s'y rapporte	1 101	(34)
	(10 522)	(3 052)

RAPPORT DE GESTION

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

En excluant la perte nette latente ou le profit net latent sur instruments financiers dérivés, ainsi que l'impôt qui s'y rapporte, la perte nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 se serait établie à 10,5 M\$, comparativement à une perte nette de 3,0 M\$ en 2013. Ce résultat s'explique principalement par les raisons précitées et par l'augmentation de la charge d'intérêts qui découle de la comptabilisation en charges des intérêts sur les prêts relatifs aux centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River depuis leur mise en service, ainsi que de l'ajout de la dette liée aux projets se rapportant à l'acquisition de Magpie en juillet 2013.

Lancement officiel de l'exploitation commerciale des centrales hydroélectriques Northwest Stave River et Kwoiek Creek

Le 18 février 2014, Innergex a annoncé le début de l'exploitation commerciale de la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek de 49,9 MW, située en Colombie-Britannique, après que la Société et BC Hydro eurent amendé leur convention afin de clarifier les niveaux de production stipulés, sous réserve de l'approbation de la British Columbia Utilities Commission. Une fois que cette approbation aura été reçue, BC Hydro acceptera le certificat de mise en service avec une date de mise en service applicable au 1^{er} janvier 2014 pour la centrale Kwoiek Creek.

Le 24 février 2014, la Société a annoncé la mise en service de la centrale hydroélectrique Northwest Stave River de 17,5 MW, située en Colombie-Britannique, après que le certificat de mise en service eut été approuvé par BC Hydro avec une date de mise en service applicable au 18 décembre 2013.

La Société procède à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 20 mars 2014, la Société a annoncé qu'elle procédait à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui lui permettra de racheter aux fins d'annulation jusqu'à 1 million (soit environ 1,1 %) de ses actions ordinaires émises et en circulation entre le 24 mars 2014 et le 23 mars 2015. En date du présent rapport de gestion, la Société n'avait racheté aucune action aux fins d'annulation dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Innergex et son partenaire signent un contrat d'achat d'électricité de 20 ans pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n

Le 24 mars 2014, Innergex et les communautés Mi'gmaq du Québec ont signé un contrat d'achat d'électricité de 20 ans avec Hydro-Québec Distribution pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n de 150 MW, au Québec. Pour un complément d'information au sujet du projet Mesgi'g Ugju's'n, se reporter à la rubrique « Projets en développement ».

La Société conclut des ententes avec BC Hydro relativement à des modifications à des projets hydroélectriques en Colombie-Britannique

Le 27 mars 2014, la Société a annoncé qu'elle est parvenue à des ententes avec BC Hydro à propos du Projet hydroélectrique Upper Lillooet aux termes desquelles la puissance installée accrue des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek a été confirmée et le projet North Creek a été annulé. Ces modifications avaient été demandées par la Société au début de 2013. Toujours en vertu de ces ententes, l'exploitation commerciale du projet Boulder Creek débutera au plus tôt le 1^{er} juillet 2016. Pour un complément d'information au sujet du Projet hydroélectrique Upper Lillooet, se reporter à la rubrique « Projets en développement ».

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 cinq projets qui devraient être mis en service commercial en 2015 et 2016.

PROJETS EN CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS ¹	PMLT brute estimée ^{2,3} (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés ² (M\$)	Au 31 mars (M\$)	Produits ² (M\$)	BAIIA ajusté ² (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Tretheway Creek	100,0	23,2	2015	81,9	40	111,5	30,2	9,0	7,5
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2016	334,0	40	315,0 ⁴	41,1 ⁴	33,0 ⁴	27,5 ⁴
Boulder Creek	66,7	25,3	2016	92,5	40	119,2 ⁴	10,2 ⁴	9,0 ⁴	7,5 ⁴
		129,9		508,4		545,7	81,5	51,0	42,5

1. Date de mise en service.

2. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société.

3. Au moment de la mise en service, la PMLT peut être mise à jour pour tenir compte de mesures d'optimisation ou de contraintes liées à la conception ou de la sélection de turbines différentes. Les résultats réels peuvent être différents. Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

4. Correspond à 100 % de cette installation.

Tretheway Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en octobre 2013. En date du présent rapport de gestion, les travaux de déboisement et d'excavation en vue de la mise en place de la prise d'eau, de la conduite forcée et de la centrale étaient presque terminés. L'installation des sections de béton de la prise d'eau et la livraison et l'installation de la conduite forcée ont commencé. Les travaux d'excavation et de soutènement pour la centrale se poursuivent comme prévu. En janvier 2014, la Société a complété, pour l'essentiel, un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ce projet jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés, éliminant pratiquement l'exposition de ce projet aux fluctuations des taux d'intérêt.

Upper Lillooet River et Boulder Creek (le « Projet hydroélectrique Upper Lillooet »)

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. Comme prévu, les activités de construction ont cessé pendant l'hiver et ont repris en mars 2014. En date du présent rapport de gestion, le déboisement en vue de l'installation de la ligne de transport conjointe et pour la route d'accès était en cours. Les travaux de déboisement et d'excavation en vue de la mise en place de la prise d'eau, du tunnel et de la centrale devraient débuter en mai. En janvier 2014, la Société a complété, pour l'essentiel, un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ces projets jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés, éliminant pratiquement l'exposition des projets aux fluctuations des taux d'intérêt. En mars 2014, la Société a annoncé qu'elle était parvenue à des ententes avec BC Hydro à propos du Projet hydroélectrique Upper Lillooet aux termes desquelles la puissance installée accrue des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek a été confirmée et le projet North Creek a été annulé. Ces modifications avaient été demandées par la Société au début de 2013. Toujours en vertu de ces ententes, la mise en service du projet Boulder Creek aura lieu au plus tôt le 1^{er} juillet 2016.

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN PHASE D'OBTENTION DES PERMIS	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS ¹	PMLT brute estimée ^{2,3} (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés ² (M\$)	Au 31 mars (M\$)	Produits ² (M\$)	BAlIA ajusté ² (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	216,0	30,0	18,0	15,0
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Mesgi'g Ugju's'n	50,0	150,0	2016	515,0	20	365,0 ⁴	1,2 ⁴	55,0 ⁴	45,0 ⁴
		190,6		654,8		581,0	31,2	73,0	60,0

1. Date de mise en service.

2. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société.

3. Au moment de la mise en service, la PMLT peut être mise à jour pour tenir compte de mesures d'optimisation ou de contraintes liées à la conception, ou de la sélection de turbines différentes. Les estimations relatives au projet Mesgi'g Ugju's'n en particulier sont préliminaires, en attendant la sélection du fournisseur de turbines et de l'entrepreneur IAC. Les résultats réels peuvent être différents. Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

4. Correspond à 100 % de cette installation.

Big Silver Creek

Les derniers permis en vue du début des travaux de construction sont en voie d'être obtenus et aucun obstacle technique n'est en vue. La construction du camp temporaire a commencé au début de mai 2014 et les travaux de génie civil devraient commencer en juin 2014. En date du présent rapport de gestion, le fournisseur de turbines et de générateurs poursuit les travaux de conception et l'entrepreneur en travaux de génie civil a commencé la conception des diverses composantes du projet. En janvier 2014, la Société a complété, pour l'essentiel, un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ce projet jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés, éliminant pratiquement l'exposition de ce projet aux fluctuations des taux d'intérêt.

Mesgi'g Ugju's'n (« MU »)

En mars 2014, la Société et son partenaire Mi'gmaq ont signé un CAÉ à prix fixe de 20 ans avec Hydro-Québec Distribution. Au lieu d'un prix de vente de 0,089 \$ le kWh en dollars de 2014, avec une indexation annuelle en fonction de 100 % de l'indice des prix à la consommation jusqu'à la fin du CAÉ, la Société a opté pour l'équivalent sous forme d'un prix de vente de 0,1012 \$ le kWh en dollars de 2014, avec une indexation annuelle en fonction de 100 % de l'indice des prix à la consommation jusqu'à la fin de 2016 et de 20 % par la suite. Le contrat respecte ainsi le prix maximum de 0,09 \$ le kWh établi par le gouvernement du Québec dans le cadre de son appel d'offres en cours portant sur 450 MW de nouvelle énergie éolienne. De plus, comme aucune demande d'audience publique n'a été faite aux termes du processus d'évaluation du Bureau des audiences publiques sur l'environnement, il n'y aura pas d'audience pour ce projet. En date du présent rapport de gestion, des négociations étaient en cours avec des fournisseurs de turbines potentiels. Les activités de préconstruction devraient débiter à la fin de 2014 et les travaux de construction en 2015; la mise en service est prévue pour la fin de 2016. En avril 2014, les partenaires ont complété, pour l'essentiel, un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ce projet jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés, éliminant pratiquement l'exposition de ce projet aux fluctuations des taux d'intérêt.

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 appels d'offres futurs, par exemple l'appel d'offres en vue de nouveaux projets d'énergie éolienne de 450 MW annoncé par le gouvernement du Québec, ou de programmes d'offres standards, tandis que d'autres pourront faire l'objet d'appels d'offres 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, 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 D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour le premier trimestre s'est établie à 84 % par rapport à la moyenne à long terme en raison principalement de débits d'eau inférieurs à la moyenne, en particulier en Colombie-Britannique, partiellement contrebalancés par la solide performance des parcs éoliens et solaires.

Au cours du premier trimestre, la production a augmenté de 8 %, les produits ont progressé de 5 % et le BAIIA ajusté est demeuré inchangé, comparativement à la même période l'an dernier. L'augmentation de la production et des produits est attribuable principalement à l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie qui a été acquise en juillet 2013 et à la meilleure performance des parcs éoliens comparativement à l'an dernier, tandis que l'apport des centrales hydroélectriques Northwest Stave River et Kwoiek Creek, mises en service à la fin de 2013, a été limité en raison des débits d'eau particulièrement faibles en Colombie-Britannique. La progression moins importante des produits est attribuable à la diminution du prix de vente moyen de l'électricité, qui découle principalement de l'ajout de la centrale Magpie, pour laquelle le prix de vente est nettement inférieur à ceux de la plupart des autres installations de la Société. La stagnation du BAIIA ajusté s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation et des frais généraux et administratifs liée principalement au plus grand nombre d'installations en exploitation.

Les résultats d'exploitation de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2014 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante en 2013.

Production d'électricité

Dans son évaluation des résultats d'exploitation, 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.

Périodes de trois mois closes le 31 mars	2014				2013			
	Production ¹ (MWh)	PMLT ¹ (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)	Production ¹ (MWh)	PMLT ¹ (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)
HYDRO								
Québec	74 163	80 313	92 %	97,74	70 686	63 317	112 %	109,30
Ontario	25 065	24 294	103 %	70,37	25 542	24 294	105 %	70,14
Colombie-Britannique	81 036	165 489	49 %	90,24	76 203	144 997	53 %	89,43
États-Unis	6 305	7 927	80 %	62,43	4 129	7 927	52 %	58,75
Total partiel	186 569	278 023	67 %	89,61	176 560	240 535	73 %	93,88
ÉOLIEN								
Québec	223 226	213 605	105 %	79,59	202 676	213 605	95 %	79,93
SOLAIRE								
Ontario	7 414	7 336	101 %	420,00	6 935	7 389	94 %	420,00
Total	417 209	498 964	84 %	90,12	386 171	461 529	84 %	92,41

1. La centrale hydroélectrique Umbata Falls et le parc éolien Viger-Denonville sont traités comme des coentreprises et sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur 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 31 mars 2014, les installations de la Société ont produit 417 GWh, soit 84 % par rapport à la PMLT de 499 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 67 % de leur PMLT, les débits d'eau ayant été inférieurs dans toutes les régions, à l'exception de l'Ontario, et en particulier en Colombie-Britannique. Dans l'ensemble, les parcs éoliens ont produit 105 % de leur PMLT, en raison des régimes de vent supérieurs à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit 101 % de sa PMLT. L'augmentation de la production de 8 % par rapport à la période correspondante l'année précédente est attribuable principalement à l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et à la meilleure performance des parcs éoliens comparativement à l'an dernier, tandis que l'apport des centrales hydroélectriques Northwest Stave River et Kwoiek Creek, mises en service à la fin de 2013, a été limité en raison des débits d'eau particulièrement faibles en Colombie-Britannique.

RAPPORT DE GESTION

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

La performance globale des installations de la Société pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes le 31 mars			
	2014		2013	
Produits	37 599	100,0 %	35 688	100,0 %
Charges opérationnels	7 645	20,3 %	6 458	18,1 %
Frais généraux et administratifs	3 554	9,5 %	3 002	8,4 %
Charges liées aux Projets potentiels	1 071	2,8 %	825	2,3 %
BAIIA ajusté	25 329	67,4 %	25 403	71,2 %
Charges financières	19 664		12 952	
Autres produits, montant net	(173)		(2 373)	
Amortissements	18 847		17 461	
Quote-part de la perte des coentreprises ¹	996		126	
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	36 030		(3 838)	
(Économie) charge d'impôt	(11 930)		1 253	
Perte nette	(38 105)		(178)	
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(27 419)		2 797	
Participations ne donnant pas le contrôle	(10 686)		(2 975)	
	(38 105)		(178)	
(Perte nette) bénéfice net par action - de base	(0,30)		0,01	

1. La centrale hydroélectrique Umbata Falls et le parc éolien Viger-Denonville sont traités comme des coentreprises et les participations de la Société dans ces projets doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour obtenir plus d'information.

Produits

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la Société a enregistré des produits de 37,6 M\$, comparativement à 35,7 M\$ en 2013, soit une augmentation de 5 % attribuable principalement à l'apport de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et à la meilleure performance des parcs éoliens comparativement à l'an dernier. En outre, le fait que la progression des produits ait été inférieure à celle de la production au cours du trimestre est attribuable à la diminution du prix de vente moyen de l'électricité, qui découle principalement de l'ajout de la centrale Magpie, pour laquelle le prix de vente est nettement inférieur à ceux de la plupart des autres installations de la Société.

Charges

Les *charges d'exploitation* 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 la période de trois mois close le 31 mars 2014, la Société a constaté des charges d'exploitation de 7,6 M\$ (6,5 M\$ en 2013). Cette augmentation de 18 % est attribuable essentiellement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2014 par rapport à 2013, par suite de l'ajout des centrales hydroélectriques Magpie, Kwoiek Creek et Northwest Stave River. De plus, le total des droits d'utilisation de l'eau pour les installations Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River a augmenté de 0,4 M\$ par rapport à la même période l'an dernier. Cette variation résulte d'une décision unilatérale du ministère des forêts, des territoires et des opérations des ressources naturelles de la Colombie-Britannique qui a appliqué en 2013 des droits plus élevés basés sur la production amalgamée de ces centrales, plutôt que d'appliquer des droits moindres pour chaque centrale basés sur sa production individuelle, comme c'était le cas auparavant. La Société a fait appel de cette décision devant la Commission d'appel de l'environnement.

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, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, ces frais ont totalisé 3,6 M\$ (3,0 M\$ en 2013). L'augmentation de 18 % reflète le plus grand nombre d'installations exploitées par la Société, le nombre plus élevé d'employés et les hausses salariales normales.

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 faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, ces charges ont totalisé 1,1 M\$ (0,8 M\$ en 2013).

BAIIA ajusté

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

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 25,3 M\$, comparativement à 25,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Le fait que le BAIIA ajusté soit demeuré inchangé tandis que les produits ont augmenté de 5 % pendant le trimestre s'explique par la hausse des charges d'exploitation et des frais généraux et administratifs, qui n'ont pas de lien direct avec les niveaux de production. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a diminué pour passer de 71,2 % en 2013 à 67,4% en 2014.

Charges financières

Les charges financières comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, les intérêts compensatoires au titre de l'inflation, l'amortissement des frais de financement, l'amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles, la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, les charges financières ont totalisé 19,7 M\$ (13,0 M\$ en 2013). Cette augmentation est principalement attribuable à la comptabilisation en charges des intérêts sur les prêts relatifs aux projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River qui sont maintenant en exploitation, à l'ajout de la dette liée aux projets se rapportant à l'acquisition de Magpie en juillet 2013, à l'accroissement de la charge d'intérêts se rapportant à la dette liée au parc éolien Carleton qui a été refinancée en juin 2013 et à l'augmentation des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel en raison de l'inflation plus élevée pendant la période, comparativement à des intérêts compensatoires au titre de l'inflation négatifs pour la même période l'an dernier.

Au 31 mars 2014, 95 % 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 (95 % au 31 mars 2013). Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,41 % au 31 mars 2014 (5,58 % au 31 mars 2013). Cette diminution résulte principalement d'un taux d'intérêt moins élevé sur la facilité à terme de crédit rotatif, 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 4,48 %. Ces facteurs sont partiellement contrebalancés par le refinancement en juin 2013 du prêt pour Carleton à un taux d'intérêt global plus élevé de 5,41 % (contre 4,84 % auparavant) qui a été couvert par un swap de taux d'intérêt depuis novembre 2008.

Autres produits, montant net

Le montant net des autres (produits) charges comprend les coûts de transaction, les pertes de change réalisées et le règlement reçu de réclamations relativement à une acquisition et le montant net des autres produits. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la Société a comptabilisé des autres produits d'un montant net de 0,2 M\$ (autres produits d'un montant net de 2,4 M\$ en 2013). La variation enregistrée découle principalement du règlement de réclamations de 2,0 M\$ reçu en 2013.

Amortissements

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la dotation aux amortissements a totalisé 18,8 M\$ (17,5 M\$ en 2013). Cette augmentation est attribuable principalement à l'accroissement des actifs découlant de l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie et du début des activités des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River. La charge d'amortissement des immobilisations incorporelles a diminué pour le trimestre 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.

Quote-part de la perte des coentreprises

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la quote-part de la perte des coentreprises s'est établie à 1,0 M\$ (0,1 M\$ en 2013). La production supérieure à la moyenne et le BAIIA ajusté positif pour la centrale hydroélectrique Umbata Falls ont été relativement inchangés par rapport à la même période l'an dernier, mais ont été contrebalancés par la comptabilisation d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés résultant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant le trimestre, comparativement à un profit net latent découlant d'une hausse des taux d'intérêt de référence

RAPPORT DE GESTION

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

pour la même période l'an dernier. Pour le parc éolien Viger-Denonville, l'apport positif du BAIIA par suite du démarrage des activités en novembre 2013 a également été contrebalancé par une perte nette latente sur instruments financiers dérivés. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

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 (taux d'inflation minimum de 3 % appliqué au prix de vente). 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 la période de trois mois close le 31 mars 2014, la Société a comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 36,0 M\$, en raison principalement de la baisse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013. Pour la période correspondante de 2013, Innergex avait comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 3,8 M\$, en raison surtout de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2012.

En janvier 2014, la Société a complété 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 avril 2014, la Société et son partenaire ont complété un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée au Projet en développement Mesgi'g Ugju's'n. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des instruments financiers dérivés totalisant 595,0 M\$. 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. Au 31 mars 2014, les dérivés qui seront réglés à la clôture du financement avaient une valeur de marché négative de 19,3 M\$.

Charge d'impôt

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,8 M\$ (0,8 M\$ en 2013) et une économie d'impôt différé de 12,7 M\$ (charge de 0,4 M\$ en 2013). L'écart au titre de la charge d'impôt différé pour l'exercice s'explique principalement par une perte nette latente sur instruments financiers dérivés, par rapport à un profit net latent sur instruments financiers dérivés pour la même période en 2013.

Participations ne donnant pas le contrôle

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la Société a affecté des pertes de 10,7 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 3,0 M\$ en 2013). Ces participations ne donnant pas le contrôle sont liées principalement aux six centrales hydroélectriques de Harrison Hydro L.P. (« Harrison Hydro L.P. »), à la centrale Kwoiek Creek, au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., et à leurs commandités respectifs. La perte nette supérieure est attribuable surtout à la comptabilisation de pertes nettes latentes sur instruments financiers dérivés, par rapport à un profit net réalisé pour la même période en 2013, et à une perte nette plus élevée pour Harrison Hydro L.P. Se reporter à la rubrique « Filiales non entièrement détenues » pour un complément d'information.

Résultat net

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la Société a enregistré une perte nette de 38,1 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,30 \$ par action), comparativement à une perte nette de 0,2 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,01 \$ par action) en 2013.

RAPPORT DE GESTION

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

Principaux éléments qui ont contribué à la perte nette plus élevée pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, comparativement à la période correspondante en 2013 :

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
Produits	1 911	En raison principalement de l'augmentation de la production découlant du plus grand nombre d'installations en exploitation.
Économie d'impôt différé	13 130	En raison principalement d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	39 868	En raison principalement d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant le premier trimestre, comparativement à une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier.
Charges financières	6 712	En raison principalement de la comptabilisation en charges des intérêts sur les prêts relatifs à Kwoiek Creek et Northwest Stave River, de l'ajout de la dette liée à Magpie et de l'augmentation de 2,4 M\$ des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel.
Autres produits, montant net	2 200	En raison principalement du règlement de réclamations reçu au premier trimestre de 2013.

Nombre d'actions en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	95 827	93 913
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires ¹	163	114
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	95 990	94 027

1. Pendant la période de trois mois close le 31 mars 2014, 1 243 000 des 3 073 684 options sur actions (1 263 000 des 2 736 684 options pour la période de trois mois close le 31 mars 2013) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion des débentures convertibles (7 558 684 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, le prix d'exercice étant supérieur au cours moyen des actions ordinaires. Pendant la période de trois mois close le 31 mars 2014, 1 830 684 des 3 073 684 options sur actions (néant au 31 mars 2013) ont été exclues du calcul de la perte nette diluée par action du fait qu'elles étaient antidilutives en raison d'une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

Au 31 mars 2014, la Société avait un total de 95 860 979 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 073 684 options sur actions en circulation. Au 31 mars 2013, la Société avait un total de 93 964 093 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 2 736 684 options sur actions en circulation.

En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 96 058 824 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 073 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 mars 2014 est attribuable au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

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 trois mois close le 31 mars 2014, la Société a affecté des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 5,3 M\$, comparativement à des flux de trésorerie générés de 12,2 M\$ pour la même période en 2013. Au cours de cette période, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 9,6 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 15,5 M\$, aux fins principalement du paiement des travaux de construction de ses cinq Projets en développement. Au 31 mars 2014, la Société détenait 23,2 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 34,4 M\$ au 31 décembre 2013.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation ont totalisé 5,3 M\$ (12,2 M\$ générés en 2013). Cette variation est attribuable principalement à l'augmentation des charges financières, à une variation nette négative de 8,6 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel et à une variation négative du montant net des autres produits.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 9,6 M\$ (affectés aux activités de financement de 17,4 M\$ en 2013). Cette variation est attribuable principalement à une augmentation nette de la dette à long terme de 28,7 M\$, par suite de montants prélevés sur la facilité à terme de crédit rotatif pour payer les travaux de construction des cinq Projets en développement.

Utilisation du produit de financement	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Produit de l'émission de dette à long terme	34 316	11 999
Produit net de l'émission d'actions privilégiées	—	(351)
Génération du produit du financement	34 316	11 648
Remboursement au titre de la dette à long terme	(11 004)	(17 431)
Paiement des frais de financement différés	(52)	(42)
Paiement d'autres passifs	(112)	—
Diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restriction	21 275	19 612
Fonds nets prélevés des comptes de réserve	738	1 227
Ajouts aux immobilisations corporelles	(25 449)	(37 069)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	—	(27)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(11 420)	(2 023)
Participations dans des coentreprises	—	(725)
(Ajouts aux) Réductions des autres actifs non courants	(625)	9
Utilisation du produit du financement, montant net	(26 649)	(36 469)
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	7 667	(24 821)

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2014, la Société a emprunté 34,3 M\$ aux fins du paiement de la construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek et du développement préalable à la construction des projets Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n, et a utilisé 21,3 M\$ de ses liquidités soumises à restrictions principalement pour régler les crédettes liés aux centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River. Pendant la période correspondante de 2013, la Société avait emprunté 12,0 M\$ et utilisé 24,8 M\$ de son fonds de roulement pour payer les travaux de construction des projets Gros-Morne, Kwoiek Creek et Northwest Stave River, rembourser la dette à long terme et réduire les prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 15,5 M\$ (19,0 M\$ en 2013). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 25,4 M\$ (décaissement de 37,1 M\$ en 2013) et les ajouts aux frais de développement liés aux projets ont représenté un décaissement de 11,4 M\$ (décaissement de 2,0 M\$ en 2013). Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions correspondant à un encaissement de 21,3 M\$ (décaissement de 19,6 M\$ en 2013).

RAPPORT DE GESTION

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

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société ont diminué de 11,1 M\$ (diminution de 24,3 M\$ en 2013), soit le résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement. Au 31 mars 2014, la Société détenait 23,2 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (34,3 M\$ au 31 décembre 2013).

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	14 379	13 625
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action) ¹	0,1500	0,1450
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 063
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$ par action)	0,3125	0,3125
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C ²	719	984
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$ par action) ²	0,359375	0,492300

1. Le 25 février 2014, le Conseil d'administration a augmenté de 0,58 \$ à 0,60 \$ par action ordinaire le dividende annuel que la Société compte verser, payable trimestriellement.

2. Le dividende initial versé au premier trimestre de 2013 était plus élevé pour tenir compte des dividendes à payer depuis la date de clôture de l'émission des Actions privilégiées de série C le 11 décembre 2012. Le dividende trimestriel régulier est de 0,359375 \$.

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

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par Action privilégiée de série A (\$)	Dividende par Action privilégiée de série C (\$)
13/05/2014	30/06/2014	15/07/2014	0,1500	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 31 mars 2014, l'actif total de la Société s'établissait à 2 344 M\$, le passif total à 1 737 M\$, y compris des dettes à long terme de 1 365 M\$, et les capitaux propres à 607,1 M\$.

Également au 31 mars 2014, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 0.84:1.00 (1.18:1.00 au 31 décembre 2013). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 23,2 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 28,5 M\$ et des comptes de réserve de 46,9 M\$ à la fin de l'exercice.

Les changements les plus importants apportés aux postes du bilan pendant la période de trois mois close le 31 mars 2014 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif au premier trimestre :

- Une diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions de 84,0 M\$ au 31 décembre 2013 à 51,6 M\$ au 31 mars 2014, en raison principalement des montants utilisés pour payer les travaux de construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River;
- Une augmentation des débiteurs de 19,8 M\$ à 24,1 M\$, comme il est expliqué à la rubrique « Fonds de roulement » ci-après;
- Une diminution des prêts consentis à des parties liées de 6,8 M\$ en raison principalement de l'exécution d'une distribution de 6,8 M\$ par Harrison Hydro L.P. qui avait été entreprise au quatrième trimestre de 2013;

Fonds de roulement

Au 31 mars 2014, le fonds de roulement était négatif de 16,6 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,84:1,00. Au 31 décembre 2013, le fonds de roulement était positif de 19,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,18:1,00. La diminution du ratio du fonds de roulement pendant cette période est attribuable à des baisses de 11,1 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, de 21,3 M\$ des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions et de 6,8 M\$ des prêts aux parties liées, et à une augmentation de 19,3 M\$ de la composante du passif courant des instruments financiers dérivés, éléments qui sont expliqués séparément plus loin. Ces éléments ont été contrebalancés partiellement par l'augmentation de 4,3 M\$ des débiteurs et par la baisse de 23,9 M\$ des créditeurs, lesquelles sont également expliquées séparément plus loin.

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 31 mars 2014, la Société avait prélevé 13,9 M\$ US et 200,2 M\$ à titre d'avances de fonds et 32,4 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* sont liés à Harrison Hydro L.P., au prêt pour Kwoiek Creek et au prêt pour Northwest Stave River. Au 31 mars 2014, les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions s'élevaient à 28,5 M\$, dont une tranche de 5,8 M\$ était liée à Harrison Hydro L.P., une tranche de 18,0 M\$ était liée au prêt pour Kwoiek Creek et une tranche de 4,6 M\$ au prêt pour Northwest Stave River (49,7 M\$ au 31 décembre 2013, dont une tranche de 6,7 M\$ était liée à Harrison Hydro L.P., une tranche de 31,5 M\$ était liée au projet Kwoiek Creek et une autre de 11,6 M\$ au prêt pour Northwest Stave River). La diminution découle principalement des montants utilisés pour payer les travaux de construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

Les *débiteurs* ont augmenté pour passer de 19,8 M\$ au 31 décembre 2013 à 24,1 M\$ au 31 mars 2014. La hausse découle principalement des produits qui ont été générés.

Les *prêts aux parties liées* ont diminué pour passer de 6,8 M\$ au 31 décembre 2013 à néant au 31 mars 2014, Harrison Hydro L.P. ayant exécuté une distribution qui s'est traduite par une baisse de 6,8 M\$ des prêts aux parties liées et par une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle, sans incidence sur le bénéfice net ou les flux de trésorerie.

Les *crédeurs et charges à payer* ont diminué pour passer de 48,3 M\$ au 31 décembre 2013 à 24,3 M\$ au 31 mars 2014, en raison principalement des paiements liés à la construction des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

Les *instruments financiers dérivés compris dans le passif courant* ont augmenté pour passer de 12,9 M\$ au 31 décembre 2013 à 32,3 M\$ au 31 mars 2014, en raison principalement de l'accroissement des contrats à terme sur obligations conclus pour couvrir le taux d'intérêt sur le financement lié aux projets futurs pour les Projets en développement et de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2013. Ces dérivés à court terme seront refinancés au moyen d'emprunts liés aux projets à long terme au cours des prochains mois.

RAPPORT DE GESTION

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

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. La Société possédait des immobilisations corporelles de 1 592 M\$ au 31 mars 2014, comparativement à 1 583 M\$ au 31 décembre 2013. Cette augmentation découle principalement de la construction en cours des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek, partiellement contrebalancée par l'amortissement.

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 variables sur la dette réelle, qui s'établissait à 483,1 M\$ au 31 mars 2014. Par conséquent, au 31 mars 2014, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 816,3 M\$ et au montant de 79,9 M\$ au titre des débetures convertibles, signifient que 95 % 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 de ses Projets en développement. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des contrats à terme sur obligations totalisant 595,0 M\$ (475,0 M\$ au 31 mars 2014 et 340,0 M\$ au 31 décembre 2013) pour les projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n. 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. Au 31 mars 2014, les Dérivés qui seront réglés à la clôture du financement avaient une valeur de marché négative de 19,3 M\$.

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 66,7 M\$ au 31 mars 2014 (valeur négative de 31,0 M\$ au 31 décembre 2013). Cette variation est principalement attribuable à une diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013. 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, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

Dette à long terme

Au 31 mars 2014, la dette à long terme s'établissait à 1 365 M\$ (1 340 M\$ au 31 décembre 2013). Cette augmentation de 24,7 M\$ découle principalement des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif destinés à financer les coûts de construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek et les coûts de développement préalables à la construction des projets Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n jusqu'à ce que le financement lié à chacun de ces projets ait été obtenu et que les emprunts au titre de la facilité à terme de crédit rotatif puissent être remboursés. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par les remboursements prévus de la dette liée aux projets.

Depuis le début de l'exercice 2014, 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 ou actes de fiducie-sûreté 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.

Capitaux propres

Au 31 mars 2014, les capitaux propres de la Société totalisaient 607,1 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 63,9 M\$, comparativement à 665,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 81,4 M\$, au 31 décembre 2013. La diminution de 58,9 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement de la comptabilisation d'une perte nette de 38,1 M\$ et des dividendes de 16,2 M\$ déclarés sur les actions privilégiées et ordinaires.

Arrangements hors bilan

Au 31 mars 2014, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 44,5 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 32,4 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 11,0 M\$ en vue de soutenir la construction du parc éolien Gros-Morne et la performance de la centrale hydroélectrique Brown Lake.

RAPPORT DE GESTION

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

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles

Pour évaluer ses résultats d'exploitation, la Société utilise comme indicateur de rendement clé les flux de trésorerie disponibles aux fins de distribution aux actionnaires ordinaires et de réinvestissement pour financer sa croissance. Les Flux de trésorerie disponibles ne sont pas une mesure reconnue selon les IFRS; la Société les calcule comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien nettes des produits de cession, les remboursements prévus de capital sur la dette et les dividendes déclarés sur actions privilégiées. Elle soustrait également la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que cette distribution peut ne pas avoir lieu dans l'année au cours de laquelle les Flux de trésorerie disponibles sont générés; elle ajoute également les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations appartenant à la Société tout au long de leur CAÉ. La Société tient compte d'autres éléments qui correspondent aux entrées ou aux sorties de trésorerie non représentatives de sa capacité de génération de trésorerie à long terme. Ces ajustements comprennent la réintégration des coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (financés au moment de l'acquisition) et la réintégration des pertes réalisées ou la déduction des profits réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets avant que cette dette ne soit contractée.

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution	12 derniers mois clos le 31 mars	
	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	104 817	78 873
<i>(Déduire) Ajouter les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(21 709)	(8 308)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(2 676)	(2 788)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(26 995)	(21 526)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ¹	(5 195)	(5 160)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(7 126)	(5 235)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations ²	4 916	—
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	499	2 275
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	3 259	14 127
Flux de trésorerie disponibles	49 790	52 258
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	55 721	52 532
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	112 %	101 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces ³	38 526	46 576
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	77 %	89 %

1. La portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans l'année au cours de laquelle elles sont générées.
2. Le montant de 4,9 M\$ a été reçu par Harrison Hydro L.P. au titre des services de transmission devant être fournis à la centrale Northwest Stave River; une portion de ce montant a été attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.
3. Représente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires en circulation qui n'étaient pas enregistrées en vertu du RRD au moment de la déclaration; les dividendes déclarés sur les actions ordinaires enregistrées en vertu du RRD seront payés sous forme d'actions ordinaires.

Pour la période des 12 derniers mois close le 31 mars 2014, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 49,6 M\$, comparativement à 52,3 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est attribuable principalement aux remboursements prévus de capital plus élevés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et compte tenu des pertes réalisées sur les instruments financiers dérivés, étant demeurés essentiellement inchangés. Cet élément est surtout attribuable à une production

RAPPORT DE GESTION

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

inférieure à la moyenne à long terme sur une plus longue période au cours des 12 derniers mois clos le 31 mars 2014, comparativement à la même période l'an dernier, en particulier dans le secteur de la production hydroélectrique.

Ratio de distribution

Le Ratio de distribution représente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. La Société croit qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance.

Pour la période des 12 derniers mois close le 31 mars 2014, les dividendes déclarés par la Société ont correspondu à 112 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 101 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation négative est principalement attribuable à la diminution des Flux de trésorerie disponibles expliquée plus haut de même qu'à l'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires découlant du nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation en vertu du RRD.

Le Ratio de distribution tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses Projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charge à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement interne potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction.

De plus, la Société ne prévoit pas devoir recourir à des capitaux propres supplémentaires pour achever les cinq Projets en développement en cours, compte tenu de l'augmentation prévue des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, du financement lié à ces projets que la Société entend obtenir et des capitaux propres supplémentaires provenant du RRD.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 31 mars 2014, la Société avait des participations dans 24 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits de 0,4 M\$ (0,2 M\$ en 2013), ce qui représente un apport de 1,0% (0,7 % en 2013) aux produits consolidés de la Société pour ces périodes. L'augmentation est principalement attribuable aux débits d'eau meilleurs qu'en 2013, bien qu'ils soient demeurés inférieurs à la moyenne à long terme.

Secteurs opérationnels

Au 31 mars 2014, 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 et à d'autres contreparties bien cotées. 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 2013. 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Période de trois mois close le 31 mars 2014	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	186 569	223 226	7 414	—	417 209
Produits	16 718	17 767	3 114	—	37 599
Charges :					
Charges d'exploitation	5 060	2 270	315	—	7 645
Frais généraux et administratifs	2 155	881	83	435	3 554
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 071	1 071
BAlIA ajusté	9 503	14 616	2 716	(1 506)	25 329
Période de trois mois close le 31 mars 2013					
Production (MWh)	176 560	202 676	6 935	—	386 171
Produits	16 575	16 200	2 913	—	35 688
Charges :					
Charges d'exploitation	4 077	2 070	311	—	6 458
Frais généraux et administratifs	1 848	595	118	441	3 002
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	825	825
BAlIA ajusté	10 650	13 535	2 484	(1 266)	25 403

Au 31 mars 2014	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 596 254	384 219	125 264	238 345	2 344 082
Total du passif	1 138 308	247 582	115 841	235 275	1 737 006
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	576	67	—	21 835	22 478
Au 31 décembre 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 449 527	387 062	128 146	412 339	2 377 074
Total du passif	949 570	248 594	116 085	396 890	1 711 139
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	66 581	1 213	100	89 501	157 395

Secteur de la production hydroélectrique

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, ce secteur a produit 67 % de la PMLT et a dégagé des produits de 16,7 M\$ (comparativement à 73 % de la PMLT et à des produits de 16,6 M\$ pour la même période l'an dernier). En Ontario, les débits d'eau sont demeurés égaux ou supérieurs à la moyenne, tandis qu'au Québec, ils ont été plus irréguliers, étant supérieurs à la moyenne dans certaines installations et inférieurs dans d'autres. En Colombie-Britannique, les débits d'eau sont demeurés inférieurs à la moyenne dans toutes les installations, à l'exception de Brown Lake. Aux États-Unis, les débits d'eau ont également été inférieurs à la moyenne. L'augmentation de 1 % des produits découle principalement de l'apport de la centrale Magpie acquise en juillet 2013.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2013, en raison principalement de l'accroissement des immobilisations corporelles lié au transfert de la centrale Kwoiek Creek en provenance du secteur de l'aménagement d'emplacements, partiellement contrebalancé par l'amortissement des immobilisations corporelles et l'amortissement des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2013, en raison principalement du transfert du prêt de Kwoiek Creek en provenance du secteur de l'aménagement d'emplacements, partiellement contrebalancé par le remboursement prévu de la dette à long terme.

RAPPORT DE GESTION

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

Secteur de la production éolienne

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, le secteur de la production éolienne a produit 105 % de la PMLT et a dégagé des produits de 17,8 M\$ (comparativement à 95 % de la PMLT et à des produits de 16,2 M\$ pour la même période l'an dernier). Les régimes de vent ont été supérieurs à la moyenne pour la plupart des parcs éoliens. L'augmentation de 10 % des produits découle principalement des niveaux de production plus élevés par rapport à la même période l'an dernier.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2013 est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles et à l'amortissement des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2013 est attribuable surtout au remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production solaire

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, ce secteur a produit 101 % de la PMLT et a dégagé des produits de 3,1 M\$ (comparativement à 94 % de la PMLT et à des produits de 2,9 M\$ pour la même période l'an dernier). Le régime solaire a correspondu à la moyenne pendant le trimestre. L'augmentation de 7 % des produits découle principalement de la production en phase avec la PMLT, comparativement à une production inférieure à la moyenne causée par les fortes chutes de neige inhabituelles et les grands froids qui avaient ralenti les opérations de déneigement pendant la même période l'an dernier.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2013 est attribuable principalement à l'amortissement des immobilisations corporelles et à l'amortissement des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2013 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 31 mars 2014, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 1,5 M\$, comparativement à 1,3 M\$ en 2013. L'augmentation est attribuable principalement à la hausse des charges liées aux Projets potentiels.

La baisse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2013 découle principalement du transfert de la centrale Kwoiek Creek au secteur de la production hydroélectrique, partiellement contrebalancé par des paiements engagés aux fins des coûts de construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek et des activités de préconstruction des projets Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n.

La baisse du total du passif depuis le 31 décembre 2013 est attribuable principalement au transfert du prêt pour Kwoiek Creek au secteur de la production hydroélectrique, partiellement contrebalancé par l'accroissement des instruments financiers dérivés qui a fait suite à l'achèvement par la Société du programme de couverture destiné à fixer le taux d'intérêt sur la dette liée à ses Projets en développement.

RAPPORT DE GESTION

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

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013
Production (MWh)	417 209	496 613	706 495	792 541
Produits	37,6	41,4	58,0	63,2
BAIIA ajusté	25,3	25,6	46,7	51,3
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	36,0	(11,7)	(2,4)	(27,3)
(Perte nette) bénéfice net	(38,1)	3,4	11,1	31,0
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(27,4)	6,3	10,8	28,3
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action – de base et dilué)	(0,30)	0,05	0,09	0,28
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	14,4	13,9	13,8	13,7
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,150	0,145	0,145	0,145

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012
Production (MWh)	386 171	531 564	559 379	694 661
Produits	35,7	47,1	47,1	54,3
BAIIA ajusté	25,4	34,2	36,7	44,6
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(3,8)	(5,3)	(9,5)	27,1
Perte nette	(0,2)	(0,6)	(0,7)	(11,9)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	2,8	1,8	(0,2)	(9,1)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action – de base et dilué)	0,01	0,00	(0,01)	(0,12)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	2,0	1,1	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,6	13,6	13,5	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 et le BAIIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 75 % de la PMLT consolidée annualisée de la Société, la saisonnalité s'explique par les débits d'eau qui sont habituellement à leur maximum lors du deuxième trimestre en raison de la période de fonte des neiges et à leur niveau le plus bas lors du premier trimestre en raison des températures froides qui limitent les précipitations sous forme de pluie. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. Les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre, tandis que l'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver.

Le lecteur s'attendrait à ce que le résultat net reflète 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 est la variation de la valeur marchande des instruments financiers dérivés. L'analyse historique du résultat net 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 n'ont pas d'incidence sur le BAIIA ajusté, les charges financières, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution de la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

Les coentreprises importantes de la Société à la fin de la période considérée étaient Umbata Falls, L.P. (participation de 49 %) et Viger-Denonville, s.e.c. (participation de 50 %).

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

Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 31 mars	2014				2013			
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²
Umbata Falls	18 773	16 927	111%	83,77	18 839	16 927	111%	84,38
Viger-Denonville	23 285	20 300	115%	148,55	—	—	—	—

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

2. Incluant les paiements reçus du programme EcoÉNERGIE pour Umbata Falls.

Umbata Falls, L.P.

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

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Produits	1 573	1 590
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	191	181
BAIIA ajusté	1 382	1 409
Charges financières	611	611
Autres produits, montant net	(12)	(8)
Amortissements	1 003	1 006
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	1 500	(460)
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(1 720)	260

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la production a été supérieure à la moyenne à la faveur de débits d'eau plus élevés que la moyenne, tout comme l'an dernier. Les produits et le BAIIA ajusté ont également été comparables par rapport à la même période en 2013. La perte nette s'explique par une perte nette latente sur instruments financiers dérivés attribuable à la diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013, comparativement à un profit net latent sur instruments financiers dérivés découlant de l'augmentation des taux d'intérêt de référence pendant la même période en 2013.

Sommaire des états de la situation financière d'Umbata Falls

	31 mars 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	4 078	3 685
Actifs non courants	74 868	75 864
Passifs courants	47 586	47 972
Passifs non courants	3 356	1 852
Capitaux propres	28 004	29 725

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 un instrument financier dérivé 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. Un swap de taux d'intérêt de 46,4 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur la totalité du prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 4,5 M\$ au 31 mars 2014 (valeur négative de 3,0 M\$ au 31 décembre 2013).

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 31 mars	
	2014	2013
Produits	3 459	—
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	541	2
BAIIA ajusté	2 918	(2)
Charges financières	839	—
Autres produits, montant net	(6)	—
Amortissements	835	—
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	1 557	504
Perte nette et résultat global	(307)	(506)

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, les produits et le BAIIA ajusté tiennent compte de l'exploitation du parc éolien Viger-Denonville, qui a été mis en service en novembre 2013. La perte nette s'explique par une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013.

Sommaire des états de la situation financière de Viger-Denonville

	31 mars 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	10 923	9 221
Actifs non courants	62 887	63 940
Passifs courants	9 065	8 200
Passifs non courants	44 904	44 813
Capitaux propres	19 841	20 148

Viger-Denonville, s.e.c. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt de 58,5 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville avait une valeur négative nette de 2,4 M\$ au 31 mars 2014 (valeur négative de 0,9 M\$ au 31 décembre 2013).

RAPPORT DE GESTION

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

FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES

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 31 mars	
	2014	2013
Produits	4 398	4 854
BAlIA ajusté	2 204	2 602
Perte nette et résultat global	(8 572)	(5 644)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(4 428)	(2 965)
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 144)	(2 679)
	(8 572)	(5 644)

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la diminution des produits et du BAlIA ajusté est attribuable principalement à la production moins élevée que la moyenne par rapport à la même période l'an dernier, qui est restée inférieure à la PMLT en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique. La perte nette plus élevée est également attribuable aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation de 0,2 M\$ sur les obligations à rendement réel, comparativement à des intérêts compensatoires au titre de l'inflation négatifs de 2,1 M\$ pour la même période l'an dernier.

Sommaire des états de la situation financière d'Harrison Hydro

	31 mars 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	9 952	30 143
Actifs non courants	658 479	662 749
Passifs courants	12 428	13 925
Passifs non courants	459 722	460 511
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	119 264	130 497
Participations ne donnant pas le contrôle	77 017	87 959

Au 31 mars 2014, la diminution des actifs non courants est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles. De plus, Harrison Hydro L.P. a effectué une distribution de 13,6 M\$ en 2013 sous forme de prêts ne portant pas intérêt au montant de 6,8 M\$ chacun, à la Société et à ses partenaires, qui ont été présentés comme des prêts aux partenaires au 31 décembre 2013. Le 1^{er} janvier 2014, ces prêts ont été remboursés directement à même les distributions de Harrison Hydro L.P. et une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle a été comptabilisée en 2014, sans incidence sur les flux de trésorerie.

Sommaire des tableaux des flux de trésorerie d'Harrison Hydro

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'exploitation	(5 678)	(5 888)
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités de financement	(1 448)	(1 371)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	577	482
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(6 549)	(6 777)

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 31 mars	
	2014	2013
Produits	3	10
BAlIA ajusté	(489)	(379)
Perte nette et résultat global	(13 497)	(830)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(8 994)	(546)
Participation ne donnant pas le contrôle	(4 504)	(284)
	(13 498)	(830)

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, la comptabilisation d'une perte nette est attribuable principalement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés résultant de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2013, comparativement à une diminution beaucoup moins importante des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier.

Sommaire des états de la situation financière de Creek Power

	31 mars 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	995	6 593
Actifs non courants	85 360	67 349
Passifs courants	25 710	13 547
Passifs non courants	83 282	69 534
Déficit attribuable aux propriétaires	(18 891)	(9 897)
Participation ne donnant pas le contrôle	(3 746)	758

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

Sommaire des tableaux de flux de trésorerie de Creek Power

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'exploitation	(449)	(277)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	9 189	628
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(8 800)	(593)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(60)	(242)

RAPPORT DE GESTION

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

Kwoiek Creek Resources L.P. et son commandité

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

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Produits	376	—
BAlIA ajusté	(153)	(3)
Perte nette et résultat global	(3 924)	(3)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(1 894)	(1)
Participation ne donnant pas le contrôle	(2 030)	(2)
	(3 924)	(3)

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, les produits ont été peu élevés en raison de la production plus faible que la moyenne imputable aux débits d'eau inférieurs à la moyenne. La perte nette est principalement attribuable à la dotation aux amortissements et aux charges financières engagées.

Sommaire des états de la situation financière de Kwoiek Creek Resources

	31 mars 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	21 249	34 019
Actifs non courants	178 624	177 928
Passifs courants	5 071	23 694
Passifs non courants	213 374	202 901
Déficit attribuable aux propriétaires	(9 408)	(7 514)
Participations ne donnant pas le contrôle	(9 164)	(7 134)

Sommaires des tableaux de flux de trésorerie de Kwoiek Creek Resources

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2014	2013
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'exploitation	(2 728)	(4 611)
(Sorties) entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	(28)	2 989
Entrées (sorties) nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	3 339	(3 766)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	583	(5 388)

RAPPORT DE GESTION

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

Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. et son commandité (« Mesgi'g Ugju's'n »)

La filiale Mesgi'g Ugju's'n a été créée le 21 mars 2014.

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global de Mesgi'g Ugju's'n

	Période de 10 jours close le 31 mars 2014
Produits	—
BAlIA ajusté	—
Bénéfice net et résultat global	121
Bénéfice net et résultat global attribuables aux :	
Propriétaires de la société mère	121
Participation ne donnant pas le contrôle	—
	121

Sommaire de l'état de la situation financière de Mesgi'g Ugju's'n

	31 mars 2014
Actifs courants	642
Actifs non courants	2 215
Passifs courants	315
Passifs non courants	121
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	2 421
Participation ne donnant pas le contrôle	—

Les actifs non courants se rapportent principalement à des coûts liés au développement du projet engagés à ce jour.

Sommaire du tableau de flux de trésorerie de Mesgi'g Ugju's'n

	Période de 10 jours close le 31 mars 2014
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'exploitation	(73)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	1 101
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(687)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	341

RAPPORT DE GESTION

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

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

Application de nouvelles normes IFRS

IFRIC 21, Droits ou taxes

En mai 2013, l'International Accounting Standards Board (« 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. Cette norme a été adoptée et appliquée dans le cadre des présents états financiers. Son application n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Approbation des modifications au CAÉ de Kwoiek Creek par la British Columbia Utilities Commission

Le 24 avril 2014, la British Columbia Utilities Commission (la commission des services publics de la Colombie-Britannique) a approuvé les modifications de la convention entre BC Hydro et la Société et son partenaire aux termes desquelles les niveaux de production stipulés pour la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek ont été clarifiés. Par conséquent, BC Hydro a accepté le certificat de mise en service avec une date de mise en service applicable au 1^{er} janvier 2014.

Escompte de 2,5 % sur le prix des actions émises en vertu du Régime de réinvestissement des dividendes (RRD)

Le 13 mai 2014, la Société a décidé d'accorder un escompte de 2,5 % sur le prix d'achat des actions émises aux actionnaires qui participent au RRD. Par conséquent, à compter du prochain versement de dividende le 15 juillet 2014, aux actionnaires inscrits le 30 juin 2014, le prix sera 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 du dividende, moins l'escompte de 2,5 %.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT NON AUDITÉS

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

		Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2014	2013
	Notes		
Produits		37 599	35 688
Charges			
Charges d'exploitation	3	7 645	6 458
Frais généraux et administratifs		3 554	3 002
Charges liées aux projets potentiels		1 071	825
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		25 329	25 403
Charges financières	4	19 664	12 952
Autres produits, montant net	5	(173)	(2 373)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		5 838	14 824
Amortissement des immobilisations corporelles	3, 7	13 659	12 009
Amortissement des immobilisations incorporelles	3	5 188	5 452
Quote-part de la perte des coentreprises		996	126
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		36 030	(3 838)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat		(50 035)	1 075
(Économie) charge d'impôt			
Exigible		751	804
Différé		(12 681)	449
		(11 930)	1 253
Perte nette		(38 105)	(178)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère		(27 419)	2 797
Participations ne donnant pas le contrôle		(10 686)	(2 975)
		(38 105)	(178)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	6	95 827	93 913
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (en \$)	6	(0,30)	0,01
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	6	95 990	94 027
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (en \$)	6	(0,30)	0,01

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL NON AUDITÉS

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2014	2013
Perte nette	(38 105)	(178)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :		
Profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	241	96
Charge d'impôt différé	(32)	(12)
Perte de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes	(244)	(99)
Économie d'impôt différé	32	13
Autres éléments du résultat global	(3)	(2)
Total du résultat global	(38 108)	(180)
Total du résultat global attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(27 422)	2 795
Participations ne donnant pas le contrôle	(10 686)	(2 975)
	(38 108)	(180)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE NON AUDITÉS

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

		Au 31 mars 2014	Au 31 décembre 2013
Actif	Notes		
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		23 166	34 267
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		28 470	49 745
Débiteurs		24 113	19 799
Comptes de réserve		1 473	1 771
Actifs d'impôt exigible		37	80
Instruments financiers dérivés		1 658	7 563
Prêts consentis à des parties liées	11	—	6 798
Charges payées d'avance et autres		5 876	5 085
		84 793	125 108
Actifs non courants			
Comptes de réserve		45 382	45 791
Immobilisations corporelles	7	1 592 126	1 583 417
Immobilisations incorporelles		460 958	466 093
Frais de développement liés aux projets		82 758	81 643
Participations dans des coentreprises		23 643	24 639
Instruments financiers dérivés		5 908	7 066
Actifs d'impôt différé		5 944	1 804
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		34 301	33 244
		2 344 082	2 377 074

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE NON AUDITÉS

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

	Notes	Au 31 mars 2014	Au 31 décembre 2013
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		16 160	15 651
Fournisseurs et autres créditeurs		24 309	48 258
Passifs d'impôt exigible		1 132	2 216
Instruments financiers dérivés		32 256	12 915
Tranche à court terme de la dette à long terme		27 260	26 649
Tranche à court terme des autres passifs		310	362
		101 427	106 051
Retenues de garantie au titre de la construction		2 795	1 347
Instruments financiers dérivés		35 707	26 081
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		13 623	9 855
Dette à long terme		1 337 819	1 313 718
Autres passifs		10 662	10 567
Composante passif des débetures convertibles		79 877	79 831
Passifs d'impôt différé		155 096	163 689
		1 737 006	1 711 139
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires		12 515	10 374
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		784 482	784 482
Actions privilégiées		131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions		1 872	1 806
Composante capitaux propres des débetures convertibles		1 340	1 340
Déficit		(388 388)	(344 809)
Cumul des autres éléments du résultat global		241	244
		543 131	584 506
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		543 131	584 506
Participations ne donnant pas le contrôle		63 945	81 429
		607 076	665 935
Total des capitaux propres		2 344 082	2 377 074

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES NON AUDITÉS

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

Période de trois mois close le 31 mars 2014	Capitaux propres attribuables aux propriétaires								Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilegiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1 ^{er} janvier 2014	95 655	10 374	784 482	131 069	1 806	1 340	(344 809)	244	584 506	81 429	665 935
Perte nette							(27 419)		(27 419)	(10 686)	(38 105)
Autres éléments du résultat global								(3)	(3)		(3)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(27 419)	(3)	(27 422)	(10 686)	(38 108)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	206	2 141							2 141		2 141
Paiement fondé sur des actions					66				66		66
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 11)										(6 798)	(6 798)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(14 379)		(14 379)		(14 379)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(1 781)		(1 781)		(1 781)
Solde au 31 mars 2014	95 861	12 515	784 482	131 069	1 872	1 340	(388 388)	241	543 131	63 945	607 076

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES NON AUDITÉS

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

Période de trois mois close le 31 mars 2013	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	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	656 281	131 069	1 511	1 340	(330 621)	241	580 321	107 611	687 932
Bénéfice net (perte nette)							2 797		2 797	(2 975)	(178)
Autres éléments du résultat global								(2)	(2)		(2)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	2 797	(2)	2 795	(2 975)	(180)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	304	3 021							3 021		3 021
Paiement fondé sur des actions					86				86		86
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(13 625)		(13 625)		(13 625)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(2 047)		(2 047)		(2 047)
Solde au 31 mars 2013	93 964	123 521	656 281	131 069	1 597	1 340	(343 496)	239	570 551	104 636	675 187

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE NON AUDITÉS

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

		Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2014	2013
	Notes		
Activités d'exploitation			
Perte nette		(38 105)	(178)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		13 659	12 009
Amortissement des immobilisations incorporelles		5 188	5 452
Quote-part de la perte des coentreprises		996	126
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		36 030	(3 838)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	4	232	(2 124)
Amortissement des frais de financement	4	256	218
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	4	394	417
Charges de désactualisation des autres passifs	4	155	123
Paiement fondé sur des actions		66	86
Impôt différé		(12 681)	449
Incidence de la variation des taux de change		236	131
Autres		(166)	—
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	4	18 428	14 318
Intérêts versés		(18 637)	(14 577)
Distributions reçues des coentreprises		—	725
Charge d'impôt exigible		751	804
Impôt sur le résultat payé, montant net		(1 808)	(250)
		4 994	13 891
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	9	(10 291)	(1 717)
		(5 297)	12 174
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(11 729)	(10 560)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(1 781)	(1 063)
Augmentation de la dette à long terme		34 316	11 999
Remboursement au titre de la dette à long terme		(11 004)	(17 431)
Paiement des frais de financement différés		(52)	(42)
Paiement d'autres passifs		(112)	—
Produit net de l'émission d'actions privilégiées		—	(351)
		9 638	(17 448)

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE NON AUDITÉS

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

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2014	2013
Activités d'investissement			
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		21 275	19 612
Fonds nets prélevés des comptes de réserve		738	1 227
Ajouts aux immobilisations corporelles		(25 449)	(37 069)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		—	(27)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(11 420)	(2 023)
Participations dans des coentreprises		—	(725)
(Ajouts aux) réduction des autres actifs non courants		(625)	9
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		3	—
		(15 478)	(18 996)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		36	8
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(11 101)	(24 262)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		34 267	49 496
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période		23 166	25 234
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		14 302	12 584
Placements à court terme		8 864	12 650
		23 166	25 234

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 9.

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

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

(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 13 mai 2014.

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

Les présents 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. 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 du dernier rapport annuel de la Société.

2. APPLICATION DES NOUVELLES IFRS AYANT UNE INCIDENCE SUR LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ET LA SITUATION FINANCIÈRE DE L'EXERCICE CONSIDÉRÉ

IFRIC 21, Droits ou taxes

En mai 2013, l'International Accounting Standards Board (« 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. Cette norme a été adoptée et appliquée dans le cadre des présents états financiers. Son application n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

3. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2014	2013
Salaires	788	649
Assurances	567	488
Exploitation et entretien	3 402	3 068
Impôts fonciers et redevances	2 888	2 253
	7 645	6 458

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

4. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2014	2013
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	18 428	14 318
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	232	(2 124)
Amortissement des frais de financement	256	218
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	394	417
Charges de désactualisation des autres passifs	155	123
Autres	199	—
	19 664	12 952

5. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2014	2013
Coûts de transaction	—	111
Perte de change réalisée	256	66
Autres produits, montant net	(429)	(550)
Règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition	—	(2 000)
	(173)	(2 373)

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

6. CALCUL (DE LA PERTE NETTE) DU BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

(La perte nette) le bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère est ajusté en fonction des dividendes sur les actions privilégiées de la façon suivante :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2014	2013
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(27 419)	2 797
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 781)	(2 047)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(29 200)	750
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	95 827	93 913
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (en \$)	(0,30)	0,01
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	95 827	93 913
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	163	114
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	95 990	94 027
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (en \$) b)	(0,30)	0,01

- a) Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2014, 1 243 000 des 3 073 684 options sur actions (1 263 000 des 2 736 684 options sur actions pour la période de trois mois close le 31 mars 2013) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles (7 558 684 actions pour la période de trois mois close le 31 mars 2013) 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 31 mars 2014, 1 830 684 des 3 073 684 options sur actions (néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2013) ont été exclues du calcul de la perte nette par action diluée, car elles avaient un effet antidilutif en raison de la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autres équipements	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2014	2 141	1 063 065	370 729	124 205	201 742	7 473	1 769 355
Ajouts	—	488	67	—	21 835	88	22 478
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	154 175	—	—	(154 175)	—	—
Cessions	—	(298)	—	—	—	(46)	(344)
Autres variations	—	17	—	—	—	(17)	—
Écarts de change, montant net	4	222	—	—	—	5	231
Au 31 mars 2014	2 145	1 217 669	370 796	124 205	69 402	7 503	1 791 720
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2014	—	(107 529)	(64 772)	(9 915)	—	(3 722)	(185 938)
Amortissement	—	(7 424)	(4 370)	(1 488)	—	(377)	(13 659)
Cessions	—	30	—	—	—	45	75
Écarts de change, montant net	—	(69)	—	—	—	(3)	(72)
Au 31 mars 2014	—	(114 992)	(69 142)	(11 403)	—	(4 057)	(199 594)
Valeur comptable au 31 mars 2014	2 145	1 102 677	301 654	112 802	69 402	3 446	1 592 126

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

Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement incorporés dans le coût de l'actif de 401 \$ (13 359 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013), engagés avant l'utilisation prévue des immobilisations.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement incorporés dans le coût de l'actif de l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés à la facilité à terme de crédit rotatif 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 1 161 \$ (1 161 \$ au 31 décembre 2013).

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

8. DIVIDENDES

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

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 (\$)
31/12/2013	15/01/2014	0,1450	0,3125	0,359375
31/03/2014	15/04/2014	0,1500	0,3125	0,359375
		0,2950	0,6250	0,718750

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

a) Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation

	31 mars 2014	31 mars 2013
Débiteurs et actifs d'impôt exigible	(4 251)	5 186
Charges payées d'avance et autres	(791)	(421)
Fournisseurs, autres créditeurs et passifs d'impôt	(5 249)	(6 482)
	(10 291)	(1 717)

b) Renseignements supplémentaires

	31 mars 2014	31 mars 2013
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 405 \$ [2 757 \$ en 2013])	19 042	17 334
<i>Transactions hors trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(3 006)	(10 845)
Frais de développement impayés	(10 305)	(782)
Immobilisations incorporelles impayées	—	(27)
Frais d'émission des actions privilégiées impayés	—	(351)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(2 141)	(3 021)

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

10. FILIALES

Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. et son commandité

En mars 2014, la Société et son partenaire Mi'gmaq ont conclu un contrat d'achat d'électricité à prix forfaitaire de 20 ans. Ce projet vise la construction et l'exploitation d'un parc éolien situé au Québec. Conformément au contrat qui a été signé, les droits de vote détenus par un détenteur de participations ne donnant pas le contrôle sont de 50 %, même si la Société détient plus de 50 % de la participation économique dans Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

	Au 31 mars 2014
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	642
Actifs non courants	2 215
Passifs courants	315
Passifs non courants	121
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	2 421
Participation ne donnant pas le contrôle	—

	Période de dix jours close le 31 mars 2014
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global	
Produits	—
Charges (autres produits, montant net)	(121)
Bénéfice net et résultat global	121
Bénéfice net et résultat global attribuables aux éléments suivants :	
Propriétaires de la société mère	121
Participation ne donnant pas le contrôle	—
	121
Sommaire du tableau des flux de trésorerie	
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'exploitation	(73)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	1 101
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(687)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	341

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

Soutien financier à une entité structurée

Selon les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre partenaire, signés au cours du premier trimestre de 2014, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

La Société est responsable du financement par capitaux propres nécessaire au projet. La participation de Mi'gmawei Mawiomi Resources L.P., l'autre partenaire, au financement par capitaux propres peut atteindre un montant maximal de 10 000 \$.

La Société a investi un montant total de 2 300 \$ en parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. Cet investissement fournit à la Société des bénéfices sous forme de distributions privilégiées.

Les distributions sur les parts privilégiées seront par la suite payables sous réserve de la disponibilité de produits bruts. Les distributions cumulées sur les parts privilégiées doivent être payées avant de procéder à toute distribution sur les parts ordinaires.

11. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Harrison Hydro L.P. a distribué un montant de 13 600 \$ en 2013. Les fonds ont été distribués sous forme de prêts ne portant pas intérêt au montant de 6 798 \$ chacun, à la Société et à ses partenaires, qui ont été présentés comme des prêts consentis à des partenaires au 31 décembre 2013. Le 1^{er} janvier 2014, ces prêts totalisant 6 798 \$ ont été remboursés directement à partir de distributions de Harrison Hydro L.P., et une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle a été comptabilisée en 2014 sans incidence sur les flux de trésorerie.

12. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société détient des participations dans vingt-quatre installations hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, ainsi qu'une installation hydroélectrique aux États-Unis. Pour la période close le 31 mars 2014, les produits générés par l'installation hydroélectrique de Horseshoe Bend, située aux États-Unis, ont totalisé 394 \$ (243 \$ en 2013), soit un apport de 1,0 % aux produits consolidés de la Société pour la période close le 31 mars 2014 (0,7 % en 2013).

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 installations hydroélectriques, ses parcs éoliens et son parc solaire à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. Par l'intermédiaire du secteur de l'aménagement des emplacements, elle analyse les emplacements potentiels et aménage des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et une installation solaire 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 résultat avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part (du bénéfice) de la perte 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 menées par des équipes distinctes, car chaque secteur nécessite des compétences particulières.

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

Période de trois mois close le 31 mars 2014					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	16 718	17 767	3 114	—	37 599
Charges :					
Charges d'exploitation	5 060	2 270	315	—	7 645
Frais généraux et administratifs	2 155	881	83	435	3 554
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 071	1 071
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	9 503	14 616	2 716	(1 506)	25 329
Charges financières					19 664
Autres produits, montant net					(173)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					5 838
Amortissement des immobilisations corporelles					13 659
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 188
Quote-part de la perte des coentreprises					996
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					36 030
Perte avant impôt sur le résultat					(50 035)

Au 31 mars 2014					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 596 254	384 219	125 264	238 345	2 344 082
Total du passif	1 138 308	247 582	115 841	235 275	1 737 006
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	576	67	—	21 835	22 478

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

Période de trois mois close le 31 mars 2013					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	16 575	16 200	2 913	—	35 688
Charges :					
Charges d'exploitation	4 077	2 070	311	—	6 458
Frais généraux et administratifs	1 848	595	118	441	3 002
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	825	825
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	10 650	13 535	2 484	(1 266)	25 403
Charges financières					12 952
Autres produits, montant net					(2 373)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					14 824
Amortissement des immobilisations corporelles					12 009
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 452
Quote-part de la perte des coentreprises					126
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(3 838)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					1 075

Au 31 décembre 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 449 527	387 062	128 146	412 339	2 377 074
Total du passif	949 570	248 594	116 085	396 890	1 711 139
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	66 581	1 213	100	89 501	157 395

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

13. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

a) Dividendes déclarés par le conseil d'administration

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par action privilégiée de série A (\$)	Dividende par action privilégiée de série C (\$)
13/05/2014	30/06/2014	15/07/2014	0,1500	0,3125	0,359375

Le 25 février 2014, le conseil d'administration a augmenté de 0,58 \$ à 0,60 \$ par action ordinaire le dividende annuel que la Société compte verser, payable trimestriellement.

b) Approbation des modifications au CAÉ de Kwoiek Creek par la British Columbia Utilities Commission

Le 24 avril 2014, la Commission des services publics de la Colombie-Britannique a approuvé les modifications sur lesquelles se sont entendues BC Hydro, la Société et son partenaire, qui précisent les niveaux de production stipulés conformément au CAÉ pour la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek. Par conséquent, BC Hydro a accepté le certificat de mise en service commerciale dont la date d'entrée en vigueur est le 1^{er} janvier 2014.

c) Escompte de 2,5 % sur le prix des actions émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes (RRD)

Le 13 mai 2014, la Société a choisi d'accorder un escompte de 2,5 % sur le prix d'achat des actions émises à l'intention des actionnaires participants au RRD. Par conséquent, à compter du prochain paiement de dividendes, le 15 juillet 2014, aux actionnaires inscrits au 30 juin 2014, le prix sera le cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant les cinq (5) jours ouvrables précédant immédiatement la date de paiement de dividendes, moins l'escompte de 2,5 %.

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 de la Société sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevé) par DBRS (non sollicité).
Les Actions privilégiées de série C de la Société 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 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. / s.r.l.

Relations avec les investisseurs

Si vous avez des questions, veuillez consulter notre site Web ou communiquer avec :

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

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



Innergex énergie renouvelable Inc. Siège social
1111, rue Saint-Charles Ouest
Tour Est, bureau 1255
Longueuil, Québec J4K 5G4

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

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

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

www.innergex.com