

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2015

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2015

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

2015



RAPPORT DE GESTION

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

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.A.

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 dans l'équilibre des meilleurs intérêts 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 les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 10 novembre 2015, 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 les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 et avec la *Revue financière* de la Société au 31 décembre 2014. 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. 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.

Les états financiers consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, ainsi que les données comparables de 2014, ont été préparés conformément aux normes internationales d'information financière (« IFRS »). Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2015

- La production s'est établie à 92 % de la moyenne à long terme (« PMLT »), en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique
- Les produits ont diminué de 6 % par rapport à la même période l'an dernier pour atteindre 62,7 M\$
- Le BAIIA ajusté a également diminué de 6 % par rapport à la même période l'an dernier pour atteindre 48,6 M\$
- Un financement par emprunts sans recours à taux fixe de 311,7 M\$ a été conclu pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n de 150 MW, au Québec
- 100,0 M\$ de débentures convertibles portant intérêt au taux de 4,25 % ont été émises
- 79,6 M\$ de débentures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 % ont été rachetées ou converties; de ce montant, 41,6 M\$ ont été rachetées en trésorerie et le solde a été converti en 3,57 millions d'actions ordinaires de la Société
- L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société a été modifiée afin d'augmenter de un million à deux millions le nombre maximum d'actions qui pourront être rachetées et de mettre en place un régime d'achat automatique; au 30 septembre 2015, 706 297 actions ordinaires avaient été rachetées aux fins d'annulation

RAPPORT DE GESTION

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

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	3	Dividendes	21
Information prospective	3	Situation financière	22
Mesures non conformes aux IFRS	6	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	26
Vue d'ensemble	7	Perspectives pour 2017	27
Stratégie de la Société	8	Information sectorielle	29
Mise à jour au troisième trimestre	9	Renseignements financiers trimestriels	32
Activités de mise en service	11	Participations dans des coentreprises	33
Projets en développement	12	Filiales non entièrement détenues	36
Projets potentiels	12	Modifications de méthodes comptables	41
Résultats d'exploitation	13	Événements postérieurs à la clôture	41
Liquidités et ressources en capital	20		

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 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 :
 - 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 en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents intermédiaires et annuels sont établis, et
 - 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 de la Société ont attesté qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015. Il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant la période de trois mois close le 30 septembre 2015 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, les Flux de trésorerie disponibles prévus, les coûts de projet estimés et les financements prévus 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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état des marchés des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés (les « 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; les incertitudes 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 possibilité que la Société ne déclare ni ne verse un dividende; 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; l'augmentation des droits d'utilisation de l'eau ou des modifications de la 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 risques liés à la croissance et à l'expansion des marchés étrangers; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'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 ou à acquérir; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées; et le fait que les produits provenant de la centrale Miller Creek vont fluctuer en raison du prix au comptant 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
Production prévue 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, 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).	Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophe naturelle

RAPPORT DE GESTION

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<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 opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (à l'exclusion d'Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence). 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>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> <p>Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>
<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 risque lié au 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>Catastrophe naturelle</p>
<p>Flux de trésorerie disponibles prévus</p> <p>La Société estime les Flux de trésorerie disponibles comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les 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 contrat d'achat d'électricité. Elle effectue d'autres ajustements correspondant aux entrées ou aux sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que le rajout des coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et le rajout des pertes ou le retrait des profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.</p>	<p>Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu</p> <p>Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison principalement de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Charges d'entretien imprévues</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 œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p>

RAPPORT DE GESTION

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
Intention de s'implanter dans des marchés cibles à l'échelle internationale Compte tenu de sa stratégie de croissance, la Société fournit des indications au sujet de son intention d'établir une présence dans des marchés cibles à l'échelle internationale au cours des prochaines années.	Risques réglementaires et politiques Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires Capacité de conclure de nouveaux CAÉ Fluctuations du taux de change

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. Le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels. Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent 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 déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les 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 Limited Partnership pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, plus ou moins d'autres éléments tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. Les renvois au « Ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net et que les Flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS.

RAPPORT DE GESTION

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

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 :

- 34 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et octobre 2015, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,8 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 18,4 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- quatre projets qui ont des dates prévues de mise en service d'ici la fin de 2016 (les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour ces quatre projets; et
- plusieurs projets pour lesquels des 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 :	568,2 MW	147,3 MW	1 020,0 MW
Puissance nette ¹ :	438,9 MW	111,7 MW	970,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	614,1 MW	150,0 MW	2 270,0 MW
Puissance nette ¹ :	236,3 MW	75,0 MW	2 180,0 MW
Solaire			
Puissance brute :	33,2 MW	-	40,0 MW
Puissance nette ¹ :	33,2 MW	-	40,0 MW
Total			
Puissance brute :	1 215,5 MW	297,3 MW	3 330,0 MW
Puissance nette ¹ :	708,4 MW	186,7 MW	3 190,0 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) (non audités)

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 attrayant rendement sur le capital investi ajusté au risque, et de distribuer un dividende stable.

Politique de dividende

La Société compte verser un dividende annuel de 0,62 \$ 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 d'autres critères pertinents.

Utilisation d'indicateurs de rendement clés

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés qui incluent ou pourraient inclure la comparaison de l'électricité générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh ») par rapport à une moyenne à long terme, le BAIIA ajusté et la marge sur le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. 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 des résultats entre les périodes. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour un complément d'information.

Maintien de la 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 27 centrales hydroélectriques localisées sur 24 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	335,4	14 %	848,4	35 %	740,9	31 %	491,1	20 %	2 415,9
ÉOLIEN	213,6	32 %	142,8	21 %	112,8	17 %	207,3	31 %	676,5
SOLAIRE ²	7,3	19 %	12,5	33 %	12,6	33 %	5,8	15 %	38,2
Total	556,3	18 %	1 003,7	32 %	866,3	28 %	704,2	22 %	3 130,5

1. Production moyenne à long terme (PMLT) annualisée pour les installations en exploitation au 10 novembre 2015. 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) (non audités)

MISE À JOUR AU TROISIÈME TRIMESTRE

Sommaire des résultats opérationnels et financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Production d'électricité (MWh)	777 975	826 617	2 340 575	2 142 547
PMLT (MWh)	849 747	849 838	2 363 711	2 283 675
Production en proportion de la PMLT	92 %	97 %	99 %	94 %
Produits	62 680	66 371	190 578	173 619
BAIIA ajusté	48 550	51 668	144 920	130 814
Marge du BAIIA ajusté	77,5 %	77,8 %	76,0 %	75,3 %
Bénéfice net (perte nette)	1 316	(4 518)	(13 988)	(56 812)
Dividendes déclarés par action privilégiée de Série A	0,3125	0,3125	0,9375	0,9375
Dividendes déclarés par action privilégiée de Série C	0,359375	0,359375	1,078125	1,078125
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,1550	0,1500	0,4650	0,4500

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, la production s'est établie à 92 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, partiellement contrebalancés par des débits d'eau supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario ainsi que les régimes éoliens et solaires plus élevés que la moyenne. La production, les produits et le BAIIA ajusté ont diminué de 6 % par rapport à la même période l'an dernier, en raison surtout des débits d'eau et des régimes éoliens moins élevés.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la production s'est établie à 99 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau conformes à la moyenne dans la plupart des marchés et des régimes éoliens et solaires supérieurs à la moyenne. La production a augmenté de 9 %, les produits de 10 % et le BAIIA ajusté de 11 % par rapport à la même période l'an dernier, en raison surtout des débits d'eau et des régimes éoliens plus élevés et de l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014.

Le bénéfice net de 1,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015 comparativement à une perte nette de 4,5 M\$ pour la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'effet négatif moins important des instruments financiers dérivés (les « Dérivés »), soit une perte réalisée de 27,0 M\$ sur Dérivés partiellement contrebalancée par un profit latent de 24,3 M\$ sur Dérivés, comparativement à une perte réalisée de 8,4 M\$ et une perte nette latente de 6,9 M\$ sur Dérivés l'année précédente.

La perte nette de 14,0 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 comparativement à une perte nette de 56,8 M\$ pour la même période l'an dernier est également attribuable principalement à l'effet négatif moins important des Dérivés, soit une perte réalisée de 119,6 M\$ sur Dérivés partiellement contrebalancée par un profit latent de 79,4 M\$ sur Dérivés, comparativement à une perte réalisée de 8,4 M\$ et une perte latente de 72,1 M\$ sur Dérivés l'année précédente.

Exclusion faite de la perte réalisée sur Dérivés, du profit net latent ou de la perte nette latente sur Dérivés, ainsi que de l'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 se serait établi à 3,9 M\$ et 17,5 M\$ respectivement, comparativement à un bénéfice net de 7,1 M\$ et 5,1 M\$ respectivement en 2014. La baisse du bénéfice net pour la période de trois mois est attribuable principalement aux niveaux de production inférieurs, tandis que l'augmentation du bénéfice net pour la période de neuf mois est attribuable surtout à l'accroissement de la production, à la hausse moins prononcée des charges d'exploitation et à la diminution des intérêts compensatoires sur les obligations à rendement réel.

RAPPORT DE GESTION

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

Impact sur le bénéfice net (la perte nette) de la perte réalisée et (du profit net latent) de la perte nette latente sur instruments financiers dérivés	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net (perte nette)	1 316	(4 518)	(13 988)	(56 812)
<i>Ajouter (Déduire) :</i>				
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(24 325)	6 934	(79 406)	72 111
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	26 984	8 366	119 557	8 366
Économie d'impôt liée aux éléments ci-dessus	(321)	(3 874)	(9 820)	(20 330)
Quote-part de la perte nette latente sur instruments financiers dérivés des coentreprises, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	293	212	1 189	1 798
	3 947	7 120	17 532	5 133

Ratio de distribution

	Périodes de 12 mois closes le 30 septembre	
	2015	2014
Flux de trésorerie disponibles ¹	84 217	51 674
Ratio de distribution ¹	74 %	113 %

1. 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 12 mois close le 30 septembre 2015, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 74 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 113 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation positive est principalement attribuable à l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles, qui s'explique par une hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et des pertes réalisées sur Dérivés, partiellement contrebalancée par des remboursements de capital prévus plus élevés et l'augmentation des dividendes découlant du nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes, de l'émission de 4 027 051 actions ordinaires de la Société en juin 2014 aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et de l'émission de 3 653 422 actions ordinaires de la Société à la conversion, au gré du porteur, des débetures convertibles portant intérêt à 5,75 %.

Émission de 100,0 M\$ de débetures convertibles portant intérêt à 4,25 % et rachat ou conversion de 79,6 M\$ de débetures convertibles portant intérêt à 5,75 %

Le 20 juillet 2015, la Société a conclu un placement par voie de prise ferme en vue de l'émission de débetures convertibles subordonnées non garanties d'un montant de 100,0 M\$ portant intérêt à 4,25 % et a émis un avis de rachat visant ses débetures convertibles subordonnées non garanties portant intérêt à 5,75 % en circulation, venant à échéance le 30 avril 2017.

Le placement de 100,0 M\$ de débetures convertibles portant intérêt à 4,25 % a été complété le 10 août 2015. Les débetures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 15,00 \$ l'action, correspondant à un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires pour chaque tranche de capital de 1 000 \$ de débetures. Les débetures viendront à échéance le 31 août 2020 et ne pourront pas être rachetées au gré de la Société avant le 31 août 2018, sauf dans certaines circonstances limitées. Les débetures sont négociées à la Bourse de Toronto sous le symbole « INE.DB.A ». Le produit net tiré du placement a été affecté à la réduction de l'endettement aux termes de la facilité à terme de crédit rotatif. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité ont été utilisés pour financer le rachat des débetures décrites ci-après et peuvent servir, au besoin, à financer des projets d'acquisition, des projets de développement et aux fins générales de la Société.

Le rachat ou la conversion des débetures à 5,75 % en circulation d'un capital global de 79,6 M\$ a été complété le 20 août 2015. De ce capital global, un montant de 38,0 M\$ a été converti à la demande du porteur en 3 566 851 actions ordinaires d'Innergex au prix de conversion de 10,65 \$ l'action. Le solde de 41,6 M\$ a été racheté au prix de 1 000 \$ par débenture, plus l'intérêt couru et impayé jusqu'au 19 août 2015 inclusivement, et financé par des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif de la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

Modification de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et mise en place d'un régime d'achat automatique

Le 4 septembre 2015, l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société a été modifiée afin d'augmenter le nombre maximum d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées aux fins d'annulation et de mettre en place un régime d'achat automatique. L'offre de rachat a débuté le 24 mars 2015 et se terminera le 23 mars 2016. Le nombre maximum d'actions ordinaires que la Société peut racheter aux fins d'annulation a augmenté de 1 000 000, soit environ 1 %, à 2 000 000, soit environ 2 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 18 mars 2015. Aucune autre modalité de l'offre n'a été modifiée.

De plus, la Société a conclu une entente avec un courtier désigné pour un régime d'achat automatique, afin de permettre l'achat de ses actions ordinaires durant les périodes où normalement elle ne serait pas autorisée à le faire en raison de périodes d'interdiction qu'elle s'est imposée ou de restrictions de nature réglementaire.

Au 30 septembre 2015, la Société avait racheté aux fins d'annulation 706 297 actions ordinaires.

Clôture du financement pour le projet Mesgi'g Ugju's'n

Le 28 septembre 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 311,7 M\$ en prêts de construction et à terme pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n, situé au Québec. Le financement comprend trois facilités, ou tranches :

- Un prêt de construction à taux flottant de 49,2 M\$, portant intérêt au taux de 2,41 % fixé par l'entremise de swaps; après la mise en service du parc éolien, il sera remboursé avec le produit prévu du remboursement par Hydro-Québec pour la sous-station électrique de Mesgi'g Ugju's'n;
- Un prêt de construction de 103,0 M\$ portant intérêt au taux de 3,54 % fixé par l'entremise de swaps; après la mise en service du parc éolien, il sera converti en prêt à terme de 9,5 ans et le capital sera remboursé sur la durée du prêt;
- Un prêt de construction de 159,5 M\$ portant intérêt au taux fixe de 4,28 %; après la mise en service du parc éolien, il sera converti en prêt à terme de 19,5 ans et le capital commencera à être remboursé après l'échéance du prêt à terme de 9,5 ans.

Le financement a été mis en place et souscrit par Banque Nationale Marchés financiers, à titre de co-chef de file et d'unique teneur de livre, et par Sun Life du Canada, compagnie d'assurance-vie, à titre de co-chef de file.

Parallèlement à la conclusion du financement, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur les dettes et ainsi protéger le rendement prévu du projet, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 27,0 M\$ sur Dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur les prêts est de l'ordre de 4,97 %, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique du projet. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

ACTIVITÉS DE MISE EN SERVICE

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, première année	
					Estimés ¹ (M\$)	Au 30 sept. (M\$)	Produits ¹ (M\$)	BAIIA ajusté ¹ (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>								
Tretheway Creek	100,0	21,2	81,0	40	111,5	99,2 ²	8,7	7,2

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents.

2. Les coûts totaux du projet devraient s'élever à environ 104,5 M\$.

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 construction et les activités de mise en service commerciale étaient terminés, dans les délais et environ 7,0 M\$ en deçà du budget. La centrale a été mise en service avec une date de mise en service applicable du 27 octobre 2015. La production annuelle moyenne de Tretheway Creek est estimée à 81 000 MWh, assez pour alimenter plus de 7 300 foyers dans la province. Dans sa première année complète d'exploitation, cette centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté d'environ 8,7 M\$ et 7,2 M\$ respectivement. La baisse de 0,3 M\$ de ces estimés par rapport aux indications antérieures reflète un taux d'inflation moindre que prévu dans l'ajustement du prix de vente d'électricité. Toute l'électricité que produit cette centrale fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 40 ans avec BC Hydro, octroyé dans le cadre de l'appel d'offres pour de l'énergie propre de 2008 et dont le prix sera rajusté annuellement en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation.

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

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 30 sept. (M\$)	Produits ² (M\$)	BAIIA ajusté ² (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2016 ⁵	334,0	40	315,0 ⁴	190,8 ⁴	33,0 ⁴	27,5 ⁴
Boulder Creek	66,7	25,3	2016 ⁵	92,5	40	119,2 ⁴	56,9 ⁴	9,0 ⁴	7,5 ⁴
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	216,0	159,6	18,0	15,0
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Mesgi'g Ugnu's'n	50,0	150,0	2016	515,0	20	340,0 ⁴	49,3 ⁴	55,0 ⁴	48,0 ⁴
		297,3		1081,3		990,2	456,6	115,0	98,0

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. Les résultats réels peuvent être différents. There have been no changes to these estimates since December 31, 2014.

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. Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

4. Correspond à 100 % de cette installation.

5. Il est possible que la mise en service soit reportée au printemps 2017 en raison du feu de forêt qui a forcé l'arrêt des travaux de construction en juillet et août, toutefois la Société s'attend à être indemnisée pour de tels retards en vertu de sa couverture d'assurance.

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

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. Le 17 mars 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme pour les deux projets. En date du présent rapport de gestion, les travaux de construction avaient repris entièrement après avoir été interrompus pendant deux mois à la suite d'un feu de forêt ayant atteint la zone le 4 juillet. Heureusement, le feu a causé des dommages très limités sur le site du projet et l'ensemble des structures et de l'équipement est demeuré intact, à l'exception d'une partie de la ligne de transport reliant les deux centrales. L'installation de la ligne de transport conjointe ainsi que la construction des deux centrales, des prises d'eau et des tunnels progressaient à un bon rythme. La Société et les entrepreneurs collaborent étroitement pour modifier les échéanciers des travaux et le chantier pourrait demeurer ouvert pendant l'hiver afin de permettre de rattraper une partie du temps perdu. Le processus de demande de règlement d'assurance est en cours, mais il faudra du temps pour le mener à terme. En tout état de cause, la Société s'attend à être indemnisée et ne prévoit pas subir de conséquences financières défavorables importantes à la suite du feu de forêt.

Big Silver Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en juin 2014. En date du présent rapport de gestion, l'excavation du tunnel et l'installation de la conduite forcée étaient terminées, et la construction de la centrale et l'approvisionnement du matériel électrique et des turbines progressaient comme prévu. Le 22 juin 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 197,2 M\$ en prêts à la construction et à terme pour ce projet.

Mesgi'g Ugnu's'n (« MU »)

Les travaux de construction de ce parc éolien ont débuté en mai 2015. En date du présent rapport de gestion, les routes d'accès avaient été aménagées ou modernisées et l'excavation des fondations et le coulage du béton étaient terminés pour tous les emplacements des turbines. Le 28 septembre 2015, la Société et son partenaire ont annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 311,7 M\$ en prêts à la construction et à terme pour ce projet. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de 3 190 MW (puissance brute de 3 330 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 cours en vue de nouveaux projets d'énergie éolienne et solaire en Ontario, ou des programmes d'offres standards, comme celui en vigueur en Colombie-Britannique. D'autres Projets potentiels pourront faire l'objet d'appels d'offres futurs qui ne sont pas encore annoncés ou visent des contrats d'achat d'électricité négociés avec des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

RAPPORT DE GESTION

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour le troisième trimestre s'est établie à 92 % par rapport à la moyenne à long terme, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique.

Pour le troisième trimestre de 2015, la production, les produits et le BAIIA ajusté ont diminué de 6 % par rapport à la même période l'an dernier. Ces résultats sont attribuables principalement aux débits d'eau inférieurs dans tous les marchés, à l'exception du Québec, et aux régimes éoliens plus faibles.

Les résultats d'exploitation de la Société pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 sont comparés aux résultats d'exploitation des périodes correspondantes en 2014.

Production d'électricité

Dans son évaluation des résultats d'exploitation, la Société compare la production d'électricité réelle avec une moyenne à long terme (« PMLT ») 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 30 septembre	2015				2014			
	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)
HYDRO								
Québec	205 081	180 225	114 %	67,82	164 461	180 225	91 %	68,83
Ontario	10 354	8 233	126 %	65,53	13 892	8 233	169 %	65,20
Colombie-Britannique	400 651	519 156	77 %	75,74	479 461	519 156	92 %	75,14
États-Unis	14 480	16 694	87 %	110,37	15 630	16 694	94 %	91,03
Total partiel	630 567	724 308	87 %	73,79	673 444	724 308	93 %	73,76
ÉOLIEN								
Québec	134 377	112 803	119 %	79,45	139 972	112 803	124 %	79,68
SOLAIRE								
Ontario	13 031	12 636	103 %	420,00	13 201	12 727	104 %	420,00
Total	777 975	849 747	92 %	80,57	826 617	849 838	97 %	80,29

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 30 septembre 2015, les installations de la Société ont produit 778 GWh, soit 92 % par rapport à la PMLT de 850 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 87 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, partiellement contrebalancés par des débits d'eau supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario. Globalement, les parcs éoliens ont produit 119 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes de vent supérieurs à la moyenne pendant le trimestre. Le parc solaire Stardale a produit 103 % de sa PMLT, en raison principalement des régimes solaires supérieurs à la moyenne. Pour un complément d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

La diminution de la production de 6 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux débits d'eau inférieurs dans tous les marchés, à l'exception du Québec, et aux régimes éoliens plus faibles.

RAPPORT DE GESTION

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

Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	2015				2014			
	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)
HYDRO								
Québec	545 285	518 445	105 %	74,17	421 775	438 176	96 %	75,18
Ontario	49 771	53 332	93 %	67,33	58 078	53 332	109 %	67,63
Colombie-Britannique	1 152 409	1 248 760	92 %	76,16	1 105 586	1 248 760	89 %	74,10
États-Unis	40 374	41 577	97 %	89,43	42 330	41 577	102 %	75,17
Total partiel	1 787 839	1 862 114	96 %	75,60	1 627 769	1 781 845	91 %	74,18
ÉOLIEN								
Québec	519 515	469 213	111 %	79,80	479 945	469 213	102 %	79,69
SOLAIRE								
Ontario	33 221	32 384	103 %	420,00	34 833	32 617	107 %	420,00
Total	2 340 575	2 363 711	99 %	81,42	2 142 547	2 283 675	94 %	81,03

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 neuf mois close le 30 septembre 2015, les installations de la Société ont produit 2 341 GWh, soit 99 % par rapport à la PMLT de 2 364 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 96 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans tous les marchés, à l'exception du Québec. Globalement, les parcs éoliens ont produit 111 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes de vent supérieurs à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit 103 % de sa PMLT, en raison principalement de régimes solaires supérieurs à la moyenne. Pour un complément d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de la production de 9 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux débits d'eau plus élevés au Québec et en Colombie-Britannique, aux régimes éoliens plus élevés et à l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014.

La performance globale des installations de la Société pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

RAPPORT DE GESTION

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

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre				Périodes de neuf mois closes le 30 septembre			
	2015		2014		2015		2014	
Produits	62 680	100,0%	66 371	100,0%	190 578	100,0%	173 619	100,0%
Charges d'exploitation	9 406	15,0%	9 968	15,0%	29 753	15,6%	28 638	16,5%
Frais généraux et administratifs	2 992	4,8%	3 079	4,6%	10 890	5,7%	9 963	5,7%
Charges liées aux Projets potentiels	1 732	2,8%	1 656	2,5%	5 015	2,6%	4 204	2,4%
BAIIA ajusté	48 550	77,5%	51 668	77,8%	144 920	76,0%	130 814	75,3%
Charges financières	22 075		21 682		63 032		65 815	
Autres charges, montant net	27 200		8 776		119 679		7 864	
Amortissements	18 793		18 652		56 371		56 430	
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises (note 1)	352		390		(704)		1 182	
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(24 325)		6 934		(79 406)		72 111	
Charge (économie) d'impôt	3 139		(248)		(64)		(15 776)	
Bénéfice net (perte nette)	1 316		(4 518)		(13 988)		(56 812)	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	5 804		(725)		(532)		(35 979)	
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 488)		(3 793)		(13 456)		(20 833)	
	1 316		(4 518)		(13 988)		(56 812)	
Bénéfice net (perte nette) par action - de base (\$)	0,04		(0,02)		(0,06)		(0,42)	

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 30 septembre 2015, la Société a enregistré des produits de 62,7 M\$, comparativement à 66,4 M\$ en 2014. La diminution de 6 % est attribuable principalement aux débits d'eau moins élevés dans tous les marchés, à l'exception du Québec, et aux régimes éoliens inférieurs.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la Société a enregistré des produits de 190,6 M\$, comparativement à 173,6 M\$ en 2014. L'augmentation de 10 % est attribuable principalement aux débits d'eau plus élevés au Québec et en Colombie-Britannique, aux régimes éoliens plus élevés et à l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014.

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 les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la Société a constaté des charges d'exploitation de 9,4 M\$ et 29,8 M\$ respectivement (10,0 M\$ et 28,6 M\$ respectivement en 2014). La diminution de 6 % pour le trimestre et l'augmentation de 4 % pour la période de neuf mois sont attribuables essentiellement aux variations des coûts associés aux niveaux de production en Colombie-Britannique ainsi qu'à l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, ces frais ont totalisé 3,0 M\$ et 10,9 M\$ respectivement (3,1 M\$ et 10,0 M\$ respectivement en 2014). L'augmentation de 9 % pour la période de neuf mois reflète l'accroissement de la taille de la Société, le nombre plus élevé d'employés et les hausses salariales normales.

RAPPORT DE GESTION

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

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 les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, ces charges ont totalisé 1,7 M\$ et 5,0 M\$ respectivement (1,7 M\$ et 4,2 M\$ respectivement en 2014). L'augmentation de 19 % pour la période de neuf mois est liée principalement à la progression de plusieurs Projets potentiels, à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux et à l'appel d'offres en cours en Ontario.

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 30 septembre 2015, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 48,6 M\$, comparativement à 51,7 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution de 6 % est en phase avec la baisse de la production et des produits expliquée plus haut. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté est demeurée stable pour se situer à 77,5 %, comparativement à 77,8 %.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 144,9 M\$, comparativement à 130,8 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation de 11 % est en phase avec la hausse de la production et des produits expliquée plus haut et tient compte également de la hausse moins importante des charges d'exploitation. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a augmenté pour passer de 75,3 % à 76,0 %.

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 les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, les charges financières ont totalisé 22,1 M\$ et 63,0 M\$ respectivement (21,7 M\$ et 65,8 M\$ respectivement en 2014). Les charges financières sont demeurées relativement inchangées au troisième trimestre par rapport à la même période l'an dernier. Cependant, la diminution pour la période de neuf mois est principalement attribuable aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation nettement inférieurs de 3,2 M\$ sur les obligations à rendement réel (comparativement à des intérêts compensatoires au titre de l'inflation de 6,2 M\$ en 2014), en raison de la déflation au premier trimestre, qui ont plus que contrebalancé l'augmentation des charges d'intérêts découlant des niveaux d'endettement plus élevés.

Au 30 septembre 2015, 99 % 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 (90 % au 30 septembre 2014). Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,17 % au 30 septembre 2015 (5,25 % au 30 septembre 2014). Cette diminution résulte principalement de l'ajout de la dette liée au projet SM-1, qui porte un taux d'intérêt fixe de 3,30 % par suite de son ajustement à la juste valeur de marché lors de la consolidation, de l'ajout de la dette liée au projet Tretheway Creek, qui porte un taux d'intérêt fixe de 4,99 %, de l'ajout des dettes liées aux projets Boulder Creek et Upper Lillooet River, qui portent un taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,36 % et de l'ajout de la dette liée au projet Big Silver Creek, qui porte un taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,71 %. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'ajout de la débeture liée à la centrale SM-1, qui porte un taux d'intérêt fixe de 8,00 %.

Autres charges, montant net

Le montant net des autres charges comprend les coûts de transaction, les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés, les pertes de change réalisées, les pertes de valeur des prêts et le montant net des autres produits. Pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la Société a comptabilisé des autres charges d'un montant net de 27,2 M\$ et 119,7 M\$ respectivement (autres charges d'un montant net de 8,8 M\$ et 7,9 M\$ respectivement en 2014). La variation pour la période de trois mois découle principalement de la perte réalisée sur Dérivés de 27,0 M\$ liée au règlement des contrats à terme sur obligations pour Mesgi'g Ugju's'n parallèlement à la clôture du financement pour ce projet. La variation pour la période de neuf mois découle principalement de la perte réalisée sur Dérivés de 119,6 M\$ liée au règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n parallèlement à la clôture du financement pour ces projets en mars et en juin respectivement.

Amortissements

Pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la dotation aux amortissements a totalisé 18,8 M\$ et 56,4 M\$ respectivement (18,7 M\$ et 56,4 M\$ respectivement en 2014).

RAPPORT DE GESTION

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

Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises

Pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la Société a comptabilisé une quote-part de la perte nette des coentreprises de 0,4 M\$ et une quote-part du bénéfice net des coentreprises de 0,7 M\$ respectivement (quote-part de la perte nette de 0,4 M\$ et de 1,2 M\$ respectivement en 2014). 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 au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir et son exposition au risque de hausse du taux de change sur ses achats d'équipement (« 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 détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation. Comme les contrats à terme sur obligations sont liés aux obligations à long terme et les 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.

La Société utilise depuis octobre 2014 la comptabilité de couverture dans le traitement des nouveaux Dérivés et a décidé de l'utiliser également depuis le 1^{er} avril 2015 dans le traitement des Dérivés existants afin de fixer le taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets (à l'exception d'Umbata Falls) et sur la majeure partie de sa facilité à terme de crédit rotatif, et ce, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces Dérivés pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, tandis que seule la portion du profit latent ou de la perte latente liée à « l'inefficacité » et au règlement des Dérivés sera comptabilisée en résultat net.

Pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la Société a comptabilisé un profit net latent sur Dérivés de 24,3 M\$ et 79,4 M\$ respectivement, en raison principalement du renversement de la perte latente comptabilisée au règlement des contrats à terme sur obligations parallèlement à la clôture du financement pour les projets Boulder Creek et Upper Lillooet River en mars, du financement pour le projet Big Silver Creek en juin et du financement pour le projet Mesgi'g Ugju's'n en septembre. Pour les périodes correspondantes l'an dernier, Innergex avait comptabilisé une perte nette latente sur Dérivés de 6,9 M\$ et 72,1 M\$ respectivement, en raison principalement de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2013.

En mars 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement de 491,6 M\$ et le règlement parallèle des contrats à terme sur obligations correspondants pour les projets hydroélectriques Boulder Creek et Upper Lillooet River; en juin 2015, elle a annoncé la conclusion d'un financement de 197,2 M\$ et le règlement parallèle des contrats à terme sur obligations correspondants pour le projet hydroélectrique Big Silver Creek. En septembre 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement de 311,7 M\$ et le règlement parallèle des contrats à terme sur obligations correspondants pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n. Pour les périodes de trois mois et neuf mois closes le 30 septembre 2015, le règlement de ces contrats à terme sur obligations a donné lieu à des pertes réalisées de 27,0 M\$ et 119,6 M\$, respectivement. Au 30 septembre 2015, la Société n'avait aucun Dérivé devant être réglé à la clôture d'un financement.

Charge (économie) d'impôt

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,8 M\$ (0,9 M\$ en 2014) et une charge d'impôt différée de 2,3 M\$ (économie de 1,2 M\$ en 2014). La charge d'impôt différée s'explique principalement par la comptabilisation d'un bénéfice avant impôt. La comptabilisation d'une charge d'impôt différée au lieu d'une charge d'impôt exigible est attribuable principalement à la présence de pertes fiscales cumulées. L'économie d'impôt différée pour la même période l'an dernier s'explique principalement par la comptabilisation d'une perte comptable avant impôt.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 2,5 M\$ (2,5 M\$ en 2014) et une économie d'impôt différée de 2,5 M\$ (18,3 M\$ en 2014). L'économie d'impôt différée s'explique partiellement par la comptabilisation d'une perte comptable avant impôt découlant de la perte réalisée sur Dérivés de 119,7 M\$ attribuable au règlement de Dérivés, partiellement contrebalancée par le renversement de 79,4 M\$ de la perte latente comptabilisée au règlement de ces Dérivés. L'économie d'impôt différée pour la même période l'an dernier s'explique principalement par une perte nette latente sur Dérivés.

RAPPORT DE GESTION

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

Bénéfice net (perte nette)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, la Société a enregistré un bénéfice net de 1,3 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,04 \$ par action), comparativement à une perte nette de 4,5 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,02 \$ par action) en 2014. Ce résultat est attribuable principalement à l'incidence négative moins importante des instruments financiers dérivés, soit une perte réalisée de 27,0 M\$ sur Dérivés partiellement contrebalancée par un profit latent de 24,3 M\$ sur Dérivés, comparativement à une perte réalisée de 8,4 M\$ et une perte nette latente de 6,9 M\$ sur Dérivés l'année précédente.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la Société a enregistré une perte nette de 14,0 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,06 \$ par action), comparativement à une perte nette de 56,8 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,42 \$ par action) en 2014. Ce résultat est attribuable principalement à l'incidence négative moins importante des Dérivés, soit une perte réalisée de 119,6 M\$ sur Dérivés partiellement contrebalancée par un profit latent de 79,4 M\$ sur Dérivés, comparativement à une perte réalisée de 8,4 M\$ et une perte latente de 72,1 M\$ sur Dérivés l'année précédente.

Principaux éléments qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, comparativement à la perte nette pour la période correspondante en 2014

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	31 259	En raison principalement du renversement d'une perte latente au règlement des contrats à terme sur obligations pour Mesgi'g Ugju's'n, comparativement à une perte nette latente sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pour la même période l'an dernier.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Produits	3 691	En raison principalement de la diminution de la production découlant des débits d'eau et des régimes éoliens inférieurs.
Autres charges, montant net	18 424	En raison principalement d'une perte nette réalisée sur Dérivés de 27,0 M\$ résultant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Mesgi'g Ugju's'n à la clôture du financement de ce projet.
Charge d'impôt différée	3 471	En raison principalement du profit net latent sur instruments financiers dérivés, comparativement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés pour la même période l'an dernier.

Principaux éléments qui ont contribué à la variation de la perte nette pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, comparativement à la perte nette pour la période correspondante en 2014

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
Produits	16 959	En raison principalement de l'augmentation de la production découlant des débits d'eau supérieurs au Québec et en Colombie-Britannique, des régimes éoliens plus élevés et de l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014.
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	151 517	En raison principalement du renversement de pertes latentes au règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n, comparativement à une perte nette latente sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pour la même période l'an dernier.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Autres charges, montant net	111 815	En raison principalement d'une perte nette réalisée sur Dérivés de 119,6 M\$ résultant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n à la clôture du financement de ces projets pendant les neuf premiers mois de 2015.
Économie d'impôt différée	15 712	En raison principalement de la comptabilisation d'un profit latent sur Dérivés mentionnée ci-dessus, comparativement à une perte latente sur Dérivés pour la même période l'an dernier, partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'une perte nette réalisée sur Dérivés, également mentionnée ci-dessus.

RAPPORT DE GESTION

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

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées aux six centrales hydroélectriques de Harrison Hydro Limited Partnership, aux filiales de Creek Power Inc., à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., à la Société en commandite Magpie, à l'entité Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. et à leurs commandités respectifs. Pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la Société a affecté des pertes de 4,5 M\$ et 13,5 M\$ respectivement aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 3,8 M\$ et 20,8 M\$ respectivement en 2014). Se reporter à la rubrique « Filiales non entièrement détenues » pour un complément d'information.

Nombre d'actions en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	102 975	100 326	101 712	97 571
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires ¹	192	221	302	192
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	103 167	100 547	102 014	97 763

1. Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, 1 640 000 des 3 425 684 options sur actions (1 243 000 des 3 073 684 options sur actions pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014) ont été exclues. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, aucune des 3 425 684 options sur actions (1 243 000 des 3 073 684 options sur actions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014) n'a été exclue.

De plus, pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 7 558 684 actions n'avait un effet dilutif en 2014).

Au 30 septembre 2015, la Société avait un total de 104 350 670 actions ordinaires, 100 000 débetures convertibles portant intérêt au taux de 4,25 %, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 425 684 options sur actions en circulation. Au 30 septembre 2014, la Société avait un total de 100 372 867 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 %, 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 par rapport au 30 septembre 2014 est attribuable principalement à la conversion, au gré du porteur, d'une partie des débetures convertibles à 5,75 % et au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »), partiellement contrebalancés par le rachat et l'annulation de 706 297 actions en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société. La variation du nombre de débetures convertibles pendant la période de neuf mois est attribuable à l'émission de 100 000 débetures convertibles portant intérêt au taux de 4,25 % en août 2015 et au rachat ou à la conversion de 80 500 débetures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 %.

En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 104 057 105 actions ordinaires, 100 000 débetures convertibles portant intérêt au taux de 4,25 %, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 425 684 options sur actions en circulation. La diminution du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 septembre 2015 est attribuable au rachat aux fins d'annulation d'actions en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société, partiellement contrebalancé par le RRD.

RAPPORT DE GESTION

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

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la Société a affecté des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 0,8 M\$, comparativement à des fonds générés de 57,3 M\$ pour la même période l'an dernier. Au cours de cette période, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 340,3 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 363,3 M\$, aux fins principalement du paiement des travaux de construction de ses Projets en développement. Au 30 septembre 2015, la Société détenait 31,4 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 54,6 M\$ au 31 décembre 2014.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation ont totalisé 0,8 M\$ (flux de trésorerie générés de 57,3 M\$ en 2014). Cette variation est attribuable principalement à la perte réalisée sur Dérivés de 119,6 M\$, qui a plus que contrebalancé l'augmentation des produits.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 340,3 M\$ (flux de trésorerie générés de 99,0 M\$ en 2014). Cette variation est attribuable principalement à une augmentation nette de la dette à long terme de 345,1 M\$, par suite principalement de l'ajout des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, et au produit net de 95,5 M\$ découlant de l'émission de débentures convertibles portant intérêt au taux de 4,25 %. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par les remboursements prévus de capital sur la dette, un remboursement de 194,6 M\$ de la facilité à terme de crédit rotatif, le rachat de 41,6 M\$ de débentures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 % et le rachat aux fins d'annulation de 7,3 M\$ d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société.

Utilisation du produit de financement	Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014
Produit de l'émission de dette à long terme	900 352	224 266
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité à terme de crédit rotatif)	(546 813)	(83 419)
Paiement des frais de financement différés	(8 469)	(252)
Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme	345 070	140 595
Produit net de l'émission de débentures convertibles	95 533	—
Paiement du rachat des débentures convertibles	(41 591)	—
Paiement du rachat d'actions ordinaires	(7 271)	—
Produit de l'exercice d'options sur actions	394	—
Génération du produit du financement	392 135	140 595
Acquisitions d'entreprises	—	(37 901)
(Augmentation) diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	(141 355)	20 917
Fonds nets (investis dans) prélevés des comptes de réserve	(2 621)	7 141
Ajouts aux immobilisations corporelles	(189 840)	(138 383)
Ajouts aux frais de développement de projets	(29 104)	(23 435)
Retraits de coentreprises	—	2 259
(Ajouts aux) réductions des autres actifs non courants	(426)	25 660
Utilisation du produit du financement, montant net	(363 346)	(143 742)
Augmentation (réduction) du fonds de roulement	28 789	(3 147)

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la Société a emprunté 900,4 M\$ aux fins principalement du paiement de la construction des Projets en développement, de la réduction des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif et de la perte réalisée de 119,6 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour les projets Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n. Elle a également augmenté ses liquidités soumises à restrictions de 141,4 M\$, car l'utilisation de la trésorerie pour payer les coûts de construction liés aux Projets en développement a été plus que contrebalancée par le produit reçu dans le cadre des dettes liées à ces projets.

RAPPORT DE GESTION

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

Pendant la période correspondante de 2014, la Société avait emprunté 224,3 M\$ pour payer les travaux de construction des projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, les travaux préalables à la construction du projet Mesgi'g Ugju's'n et l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et aux fins du remboursement de la dette à long terme, et avait utilisé 20,9 M\$ de liquidités soumises à restrictions principalement aux fins du paiement de créanciers liés aux centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 363,3 M\$ (143,6 M\$ en 2014). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 189,8 M\$ (décaissement de 138,4 M\$ en 2014), une augmentation des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions a représenté un décaissement de 141,4 M\$ (encaissement de 20,9 M\$ en 2014), les ajouts aux frais de développement de projets ont représenté un décaissement de 29,1 M\$ (décaissement de 23,4 M\$ en 2014) et les investissements dans les comptes de réserve ont représenté un décaissement de 2,6 M\$ (encaissement de 7,1 M\$ en 2014).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société ont diminué de 23,2 M\$ (augmenté de 12,8 M\$ en 2014), soit le résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement. Au 30 septembre 2015, la Société détenait 31,4 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (54,6 M\$ au 31 décembre 2014).

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	16 174	15 056	47 535	44 448
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action) ¹	0,1550	0,1500	0,4650	0,4500
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 063	3 188	3 188
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	0,3125	0,3125	0,9375	0,9375
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	719	719	2 157	2 157
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375	1,078125	1,078125

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est attribuable principalement à la hausse de 0,60 \$ à 0,62 \$ par action ordinaire du dividende annuel, payable trimestriellement, annoncée le 24 février 2015, à l'émission de 4 027 051 nouvelles actions ordinaires aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et à l'émission de 3 653 422 nouvelles actions ordinaires à la conversion, à la demande des porteurs, des débetures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 %.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 janvier 2016 :

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 (\$)
10/11/2015	31/12/2015	15/01/2016	0,1550	0,3125	0,359375

RAPPORT DE GESTION

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

SITUATION FINANCIÈRE

Au 30 septembre 2015, l'actif total de la Société s'établissait à 2 995 M\$, le passif total à 2 467 M\$, y compris des dettes à long terme de 1 997 M\$, et les capitaux propres à 527,7 M\$.

Également au 30 septembre 2015, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 1,73:1,00 (0,91:1,00 au 31 décembre 2014). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 31,4 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 227,2 M\$ et des comptes de réserve de 44,1 M\$.

Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 :

- Une augmentation nette de 118,1 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, en raison principalement de l'ajout d'une partie du financement reçu dans le cadre des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, qui a plus que contrebalancé les montants utilisés pour payer les travaux de construction des Projets en développement, ainsi que des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River;
- Une augmentation des immobilisations corporelles de 180,6 M\$ en raison principalement de la construction des Projets en développement et de l'intégration du projet Mesgi'g Ugju's'n aux immobilisations corporelles, partiellement contrebalancées par l'amortissement et par un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles;
- Une diminution des immobilisations incorporelles de 9,8 M\$, en raison principalement de l'amortissement, contrebalancé partiellement par un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles;
- Une diminution de 9,3 M\$ des frais de développement de projets, en raison principalement du retrait du projet Mesgi'g Ugju's'n des frais de développement de projet et de son intégration aux immobilisations corporelles, étant donné que la construction a débuté en mai.

Fonds de roulement

Au 30 septembre 2015, le fonds de roulement était positif de 128,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,73:1,00. Au 31 décembre 2014, le fonds de roulement était négatif de 17,4 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,91:1,00. L'augmentation du ratio du fonds de roulement pendant cette période est attribuable principalement à une hausse de 141,4 M\$ des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions et à une baisse de 88,6 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 une augmentation de 59,0 M\$ des créditeurs, laquelle est également expliquée séparément plus loin.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Elle peut également utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif de 425,0 M\$ au besoin. Au 30 septembre 2015, la Société avait prélevé 127,3 M\$ et 13,9 M\$ US à titre d'avances de fonds et 117,1 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 227,2 M\$ au 30 septembre 2015, dont un montant de 6,1 M\$ était lié à Harrison Hydro L.P., un montant de 0,7 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek, un montant de 0,7 M\$ au prêt pour Northwest Stave River, un montant de 25,4 M\$ au prêt pour Tretheway Creek, un montant de 160,0 M\$ au prêt pour Boulder Creek et Upper Lillooet River, un montant de 19,8 M\$ au prêt pour Big Silver Creek et un montant de 14,5 M\$ au titre d'une injection de capitaux propres pour Mesgi'g Ugju's'n (comparativement à 85,8 M\$ au 31 décembre 2014, dont un montant de 6,7 M\$ était lié à Harrison Hydro L.P., un montant de 23,5 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek, un montant de 6,5 M\$ au prêt pour Northwest Stave River et un montant de 49,1 M\$ au prêt pour Tretheway Creek). L'augmentation découle principalement de l'ajout d'une partie du financement provenant des prêts pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, qui a plus que contrebalancé les montants utilisés pour payer les travaux de construction des Projets en développement. Le solde des prêts pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek sera reçu sous forme de mensualités.

Les *débiteurs* ont augmenté de 35,3 M\$ au 31 décembre 2014 à 35,8 M\$ au 30 septembre 2015, en raison principalement des produits générés.

RAPPORT DE GESTION

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

Les *créditeurs et charges à payer* ont augmenté pour passer de 45,6 M\$ au 31 décembre 2014 à 104,6 M\$ au 30 septembre 2015, en raison principalement des travaux de construction liés aux Projets en développement et du règlement des contrats à terme sur obligations pour Mesgi'g Ujju's'n.

Les *instruments financiers dérivés compris dans le passif courant* ont diminué pour passer de 104,1 M\$ au 31 décembre 2014 à 15,5 M\$ au 30 septembre 2015, en raison principalement de la baisse des contrats à terme sur obligations conclus pour couvrir le taux d'intérêt sur le financement futur des Projets en développement qui a fait suite à la clôture du financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ujju's'n.

Comptes de réserve

Les comptes de réserve se composent de la réserve hydrologique/éolienne, établie à la mise en service d'une installation pour compenser la variabilité des flux de trésorerie liée aux fluctuations des régimes hydrologique ou éolien et à d'autres événements imprévisibles, et de la réserve pour réparations majeures, établie afin d'assurer le financement préalable de réparations majeures qui peuvent être nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société. Les comptes de réserve à long terme de la Société s'élevaient à 43,2 M\$ au 30 septembre 2015, comparativement à 40,7 M\$ au 31 décembre 2014. L'augmentation découle principalement des réserves mises en place pour la centrale Kwoiek Creek au premier trimestre.

La disponibilité des fonds des comptes de la réserve hydrologique/éolienne et de la réserve pour réparations majeures peut être soumise à des restrictions découlant de conventions de crédit.

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 2 076 M\$ au 30 septembre 2015, comparativement à 1 896 M\$ au 31 décembre 2014. Cette augmentation découle principalement de la construction des Projets en développement et de l'intégration du projet Mesgi'g Ujju's'n aux immobilisations corporelles, partiellement contrebalancées par l'amortissement et un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents contrats d'achat d'électricité, permis et licences. Elles incluent aussi les garanties prolongées des turbines des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 477,5 M\$ au 30 septembre 2015, comparativement à 487,3 M\$ au 31 décembre 2014. Cette diminution découle principalement de l'amortissement, partiellement contrebalancé par un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles.

Frais de développement de projets

Les frais de développement de projets représentent les coûts engagés dans l'acquisition et le développement de Projets en développement et dans l'acquisition de Projets potentiels. Selon leur nature, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux immobilisations incorporelles lorsqu'un projet arrive à la phase de construction. Au 30 septembre 2015, les frais de développement de projets de la Société se chiffraient à 51,7 M\$, comparativement à 61,0 M\$ au 31 décembre 2014. La diminution découle du retrait du projet Mesgi'g Ujju's'n des frais de développement de projet et de son intégration aux immobilisations corporelles, étant donné que la construction a débuté en mai.

Participations dans des coentreprises

Les participations dans des coentreprises représentent la quote-part de la Société dans les coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Au 30 septembre 2015, la Société avait des participations de 9,0 M\$ dans des coentreprises, comparativement à 14,5 M\$ au 31 décembre 2014. Cette diminution de 5,6 M\$ tient compte de distributions de 6,3 M\$ faites au niveau des coentreprises pendant les neuf premiers mois de l'exercice, partiellement contrebalancées par la comptabilisation d'un bénéfice net de 0,7 M\$. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information.

RAPPORT DE GESTION

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

Passif et capitaux propres

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés (« Dérivés ») pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et son exposition au risque de hausse du taux de change pour ses achats d'équipement. La Société ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. La Société utilise depuis octobre 2014 la comptabilité de couverture dans le traitement des nouveaux Dérivés et a décidé de l'utiliser également depuis le 1^{er} avril 2015 dans le traitement des Dérivés existants afin de fixer le taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets (à l'exception d'Umbata Falls) et sur la majeure partie de sa facilité à terme de crédit rotatif, et ce, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces Dérivés pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, tandis que seule la portion du profit latent ou de la perte latente liée à « l'inefficacité » et au règlement des Dérivés sera comptabilisée en résultat net.

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 451,1 M\$ au 30 septembre 2015. Par conséquent, au 30 septembre 2015, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 1 727 M\$ et au montant de 93,1 M\$ au titre des débentures convertibles, signifient que 99 % de l'encours de la dette de la Société 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. À la clôture du 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 liée aux projets.

En mars 2015, la Société a conclu un financement de 491,6 M\$ pour les projets hydroélectriques Boulder Creek et Upper Lillooet River. Le règlement simultané des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek et Upper Lillooet River a donné lieu à une perte réalisée de 68,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Cette perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats ont été conclus (entre septembre et décembre 2013) et la date de règlement (le 17 mars 2015) et sera compensée par un taux d'intérêt fixe moyen pondéré peu élevé de 4,36 % pour ces prêts d'une durée de 25 à 40 ans. En juin 2015, la Société a conclu un financement de 197,2 M\$ pour le projet hydroélectrique Big Silver Creek. Le règlement simultané des contrats à terme sur obligations pour Big Silver Creek a donné lieu à une perte réalisée de 24,7 M\$ sur instruments financiers dérivés. Cette perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats ont été conclus (entre décembre 2013 et janvier 2014) et la date de règlement (le 22 juin 2015) et sera compensée par le taux d'intérêt fixe moyen pondéré peu élevé de 4,71 % pour ces prêts d'une durée de 25 à 40 ans. En septembre 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement de 311,7 M\$ pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n. Le règlement simultané des contrats à terme sur obligations pour Mesgi'g Ugju's'n a donné lieu à une perte réalisée de 27,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Cette perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats ont été conclus (en mars 2014) et la date de règlement (le 28 septembre 2015) et sera compensée par le taux d'intérêt fixe moyen pondéré peu élevé de 4,2 % pour ces prêts d'une durée de 9,5 à 19,5 ans.

Au 30 septembre 2005 et en date du présent rapport de gestion, la Société avait obtenu le financement pour tous ses Projets en développement et n'avait aucun contrat à terme sur obligations en cours (contrats de 535,0 M\$ pour les Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n au 31 décembre 2014).

En date du présent rapport de gestion, la Société n'avait aucun contrat de change à terme en euros en cours (contrats de 78,4 M\$ au 31 décembre 2014), le contrat de change à terme conclu afin d'éliminer l'incidence du risque d'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien sur ses achats d'équipement pour le projet Mesgi'g Ugju's'n ayant été réglé à l'échéance. En outre, le taux de change sur la composante en euros du contrat d'approvisionnement en turbines a été fixé, éliminant ainsi toute exposition à l'euro.

Dans l'ensemble, les Dérivés avaient une valeur négative nette de 69,7 M\$ au 30 septembre 2015 (valeur négative de 145,8 M\$ au 31 décembre 2014). Cette diminution est principalement attribuable au règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n. Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'incidence des Dérivés utilisés pour couvrir les emprunts des coentreprises de la Société. Pour un complément d'information sur l'incidence des instruments financiers dérivés utilisés dans les coentreprises de la Société, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

RAPPORT DE GESTION

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

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

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction ou en développement de la Société. Au 30 septembre 2015, la Société n'avait aucune charge à payer liée à l'acquisition d'actifs à long terme (25,3 M\$ au 31 décembre 2014). La diminution de 25,3 M\$ découle principalement des paiements effectués relativement à la construction des Projets en développement. Étant donné que la Société reçoit le produit du financement de ses Projets en développement avant d'engager les charges, aucune charge à payer liée à l'acquisition d'actifs à long terme ne devrait être comptabilisée pour ces projets.

Dette à long terme

Au 30 septembre 2015, la dette à long terme s'établissait à 1 997 M\$ (1 645 M\$ au 31 décembre 2014). Cette augmentation de 352,0 M\$ découle principalement de l'ajout des emprunts de 384,0 M\$ pour Boulder Creek et Upper Lillooet River provenant du financement de projet de 491,6 M\$ conclu le 17 mars, de l'ajout de l'emprunt de 189,3 M\$ pour Big Silver Creek provenant du financement de projet de 197,2 M\$ conclu le 22 juin et des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif destinés à racheter 41,6 M\$ de débentures convertibles portant intérêt à 5,75 % en vertu de l'émission d'un avis de rachat par la Société. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par les remboursements prévus de la dette liée aux projets et par la réduction des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif rendue possible par l'utilisation du produit de l'émission des débentures convertibles portant intérêt à 4,25 % ainsi que d'une partie du produit du financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, afin de rembourser les capitaux propres excédentaires investis dans les projets par la Société.

Depuis le début de l'exercice 2015, 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 des 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.

Débentures convertibles

Au troisième trimestre, la Société a racheté ou converti le capital global des débentures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 % par année, dans le cadre de l'émission d'un avis de rachat. La Société a également émis des débentures convertibles subordonnées non garanties portant intérêt à 4,25 % d'un capital global de 100,0 M\$. Le produit net de 95,5 M\$ a été affecté à la réduction des prélèvements aux termes de sa facilité à terme de crédit rotatif; les fonds disponibles aux termes de cette facilité ont été utilisés pour financer le rachat des débentures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 % en circulation et peuvent servir, au besoin, pour financer des projets d'acquisition, des projets de développement et aux fins générales de la Société.

Au 30 septembre 2015, la composante passif des débentures convertibles s'établissait à 93,1 M\$ et la composante capitaux propres à 1,9 M\$ (80,0 M\$ et 1,3 M\$ au 31 décembre 2014). Les débentures convertibles en circulation portent intérêt au taux de 4,25% par année, payable semestriellement le 31 août et le 28 février de chaque année, à partir du 28 février 2016. Les débentures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 15,00 \$ par action, ce qui représente un taux de conversion de 66,667 actions ordinaires pour chaque tranche de capital de 1 000 \$ de débentures convertibles. Elles viendront à échéance le 31 août 2020 et ne pourront pas être rachetées au gré de la Société avant le 31 août 2018, sauf dans certaines circonstances limitées.

Les débentures convertibles sont subordonnées à l'ensemble de la dette de la Société.

Capitaux propres

Au 30 septembre 2015, les capitaux propres de la Société totalisaient 527,7 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 26,3 M\$, comparativement à 562,2 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 47,4 M\$ au 31 décembre 2014. La diminution de 34,6 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement des dividendes de 52,9 M\$ déclarés sur les actions privilégiées et ordinaires et de la comptabilisation d'une perte nette de 14,0 M\$, partiellement contrebalancés par l'émission de 3 653 422 actions ordinaires à un prix de 10,65 \$ par action, à la conversion, au gré du porteur, des débentures convertibles portant intérêt à 5,75 %.

Arrangements hors bilan

Au 30 septembre 2015, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 129,1 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 117,1 M\$ ont été émis en vertu de sa facilité à terme de crédit rotatif, en grande partie sur une base temporaire durant la construction des Projets en développement, et le reste a été émis en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 50,3 M\$ en vue principalement de soutenir la performance de la centrale hydroélectrique Brown Lake et la construction du projet Mesgi'g Ujju's'n.

RAPPORT DE GESTION

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

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 déduction faite 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 ou le taux de change sur les achats d'équipement.

Flux de trésorerie disponibles et calcul du Ratio de distribution	Périodes de 12 mois closes le 30 septembre		
	2015	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	29 616	92 798	150 909
<i>Ajouter (Déduire) les éléments suivants :</i>			
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(21 045)	(13 705)	(56 548)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(3 145)	(2 822)	(2 136)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(32 008)	(28 426)	(25 148)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ¹	(4 963)	(96)	(8 069)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(7 125)	(7 125)	(6 673)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations ²	3 327	2 092	4 916
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>			
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	3	592	1 135
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	119 557	8 366	3 259
Flux de trésorerie disponibles	84 217	51 674	61 645
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	62 636	58 318	54 678
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	74 %	113 %	89 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces ³	54 465	48 127	36 603
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	65 %	93 %	59 %

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. Ces montants ont été reçus par Harrison Hydro L.P. au titre des services de transmission devant être fournis aux centrales Big Silver, Tretheway Creek et Northwest Stave River, respectivement; une tranche de 49,99 % de ces montants a été prise en compte dans les Flux de trésorerie disponibles attribués 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 ont été payés sous forme d'actions ordinaires.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2015, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 84,2 M\$, comparativement à 51,7 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation est attribuable principalement à l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et des pertes réalisées sur instruments financiers dérivés, partiellement contrebalancé par des remboursements de capital prévus plus élevés.

Au cours du troisième trimestre, la Société a utilisé 7,3 M\$ de ses Flux de trésorerie disponibles pour racheter aux fins d'annulation 706 297 actions ordinaires dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

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 de 12 mois close le 30 septembre 2015, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 74 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 113 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation positive est principalement attribuable à l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles expliquée plus haut, qui a plus que contrebalancé l'augmentation des dividendes découlant du nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation en vertu du RRD, de l'émission de 4 027 051 actions ordinaires de la Société en juin 2014 aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et de l'émission de 3 653 422 actions ordinaires de la Société à la conversion, au gré du porteur, des débetures convertibles portant intérêt à 5,75 %.

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 charges 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. Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2015, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 6,5 M\$, comparativement à 6,1 M\$ pour la période correspondante précédente. Cette augmentation de 7 % est surtout attribuable à l'appel d'offres récent au Québec et à l'appel d'offres en cours en Ontario, à la progression de plusieurs Projets potentiels et à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux. Sans tenir compte de ces charges discrétionnaires, le Ratio de distribution de la Société serait inférieur d'environ cinq points de pourcentage pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2015 et d'environ 12 points de pourcentage pour la période correspondante précédente.

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

PERSPECTIVES POUR 2017

La Société fait certaines prévisions afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation lorsque les quatre Projets en développement actuels seront mis en service. Veuillez vous reporter à la rubrique « Projets en développement » pour un complément d'information sur ces projets. Ces prévisions ne tiennent pas compte des acquisitions ou cessions possibles ni des Projets en développement supplémentaires qui peuvent découler de l'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité.

La Société prévoit qu'une fois les quatre Projets en développement actuels mis en service, sa PMLT consolidée annualisée augmentera pour passer de 3 050 GWh à la fin de 2014 à 4 211 GWh à compter de 2017, soit une hausse de 38 %.

RAPPORT DE GESTION

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

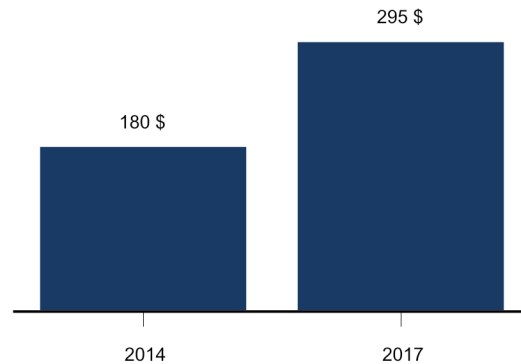
BAIIA ajusté prévu

Le BAIIA ajusté généré est un indicateur de rendement clé pour la Société. Elle prévoit qu'une fois les quatre Projets en développement actuels mis en service, le BAIIA ajusté annualisé généré sera d'environ 295,0 M\$ à compter de 2017 (puis ajusté pour tenir compte d'une composante d'inflation par la suite), comparativement à 179,6 M\$ en 2014. Cette augmentation représente un taux de croissance annuel composé de l'ordre de 18 % pour la période 2014-2017. Le BAIIA ajusté est présenté conformément aux règles de comptabilisation des produits selon les IFRS et exclut les installations Umbata Falls et Viger-Denonville qui sont traitées comme des coentreprises et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Le BAIIA ajusté annuel combiné de ces installations attribuable à la Société s'établit à environ 8,0 M\$.

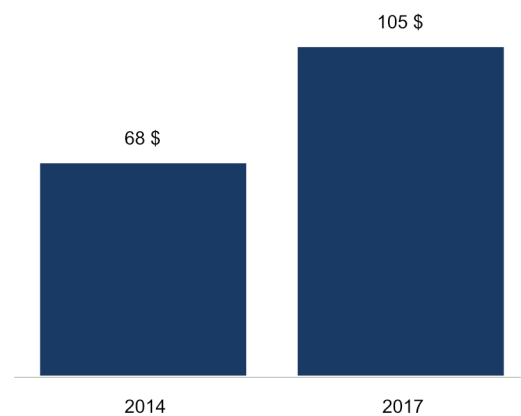
Flux de trésorerie disponibles prévus

Les Flux de trésorerie disponibles générés par ses activités d'exploitation et pouvant être distribués aux porteurs d'actions ordinaires et être réinvestis pour financer sa croissance représentent un autre indicateur de rendement clé pour la Société. Elle prévoit qu'une fois les quatre Projets en développement actuels mis en service, elle générera des Flux de trésorerie disponibles de l'ordre de 105,0 M\$ en 2017, comparativement à 67,7 M\$ en 2014. Cette augmentation, qui représente un taux de croissance annuel composé de 16 % pour la période 2014-2017, tiendra compte des flux de trésorerie générés par les 38 Installations en exploitation de la Société à ce moment, une fois pris en compte les dépenses en immobilisations pour l'entretien, les remboursements prévus de capital sur la dette, les dividendes sur actions privilégiées et la partie des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle. L'augmentation des Flux de trésorerie disponibles par rapport aux prévisions initiales, fournies au 31 décembre 2014, de 95,0 M\$ à compter de 2017 est attribuable principalement aux plans de remboursement plus favorables pour les dettes liées aux projets que la Société a obtenus au cours des derniers mois.

BAIIA ajusté (M\$)



Flux de trésorerie disponibles (M\$)



RAPPORT DE GESTION

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

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 septembre 2015, la Société avait des participations dans 25 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits de 1,6 M\$ et 3,6 M\$ respectivement (1,4 M\$ et 3,2 M\$ respectivement en 2014), ce qui représente un apport de 2,6 % et 1,9 % respectivement (2,1 % et 1,8 % en 2014) aux produits consolidés de la Société pour ces périodes. La baisse de la production pendant ces périodes, comparativement aux mêmes périodes l'an dernier, a été contrebalancée par les prix de vente plus élevés en dollars canadiens.

Secteurs opérationnels

Au 30 septembre 2015, 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 solvables. 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 2014. 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.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Période de trois mois close le 30 septembre 2015					
Production (MWh)	630 567	134 377	13 031	—	777 975
Produits	46 531	10 676	5 473	—	62 680
Charges :					
Charges d'exploitation	7 190	2 066	150	—	9 406
Frais généraux et administratifs	1 621	729	33	609	2 992
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 732	1 732
BAIIA ajusté	37 720	7 881	5 290	(2 341)	48 550
Période de trois mois close le 30 septembre 2014					
Production (MWh)	673 444	139 972	13 201	—	826 617
Produits	49 674	11 153	5 544	—	66 371
Charges :					
Charges d'exploitation	7 530	2 173	265	—	9 968
Frais généraux et administratifs	2 179	473	78	349	3 079
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 656	1 656
BAIIA ajusté	39 965	8 507	5 201	(2 005)	51 668

RAPPORT DE GESTION

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

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION Période de neuf mois close le 30 septembre 2015	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	1 787 839	519 515	33 221	—	2 340 575
Produits	135 169	41 456	13 953	—	190 578
Charges :					
Charges d'exploitation	22 445	6 774	534	—	29 753
Frais généraux et administratifs	5 996	2 619	118	2 157	10 890
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	5 015	5 015
BALIA ajusté	106 728	32 063	13 301	(7 172)	144 920
Période de neuf mois close le 30 septembre 2014					
Production (MWh)	1 627 769	479 945	34 833	—	2 142 547
Produits	120 741	38 248	14 630	—	173 619
Charges :					
Charges d'exploitation	21 134	6 651	853	—	28 638
Frais généraux et administratifs	6 531	1 989	243	1 200	9 963
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	4 204	4 204
BALIA ajusté	93 076	29 608	13 534	(5 404)	130 814

SOMMAIRE DES POSTES DE LA SITUATION FINANCIÈRE Au 30 septembre 2015	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 695 336	333 240	117 714	848 720	2 995 010
Total du passif	1 228 311	220 261	108 880	909 896	2 467 348
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	2 779	694	13	188 790	192 276
Au 31 décembre 2014					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 752 495	352 723	120 957	489 840	2 716 015
Total du passif	1 241 530	238 450	111 814	561 996	2 153 790
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	123 185	549	161	223 405	347 300

Secteur de la production hydroélectrique

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, ce secteur a produit 87 % de la PMLT et a dégagé des produits de 46,5 M\$, comparativement à 93 % de la PMLT et à des produits de 49,7M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution de la production et la baisse correspondante des produits sont attribuables principalement aux débits d'eau moins élevés dans la plupart des installations en Colombie-Britannique, en Ontario et aux États-Unis, partiellement contrebalancés par des débits d'eau plus élevés au Québec.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, ce secteur a produit 96 % de la PMLT et a dégagé des produits de 135,2 M\$, comparativement à 91 % de la PMLT et à des produits de 120,7 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de la production et la hausse correspondante des produits sont attribuables principalement aux débits d'eau plus élevés en Colombie-Britannique et au Québec et à l'apport de la centrale SM-1 acquise en juin 2014.

L'actif total a diminué depuis le 31 décembre 2014, en raison principalement de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a diminué depuis le 31 décembre 2014, en raison principalement du remboursement prévu de la dette à long terme.

RAPPORT DE GESTION

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

Secteur de la production éolienne

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, le secteur de la production éolienne a produit 119 % de la PMLT et a dégagé des produits de 10,7 M\$, comparativement à 124 % de la PMLT et à des produits de 11,2 M\$ pour la même période l'an dernier. La légère diminution de la production et la baisse correspondante des produits sont attribuables principalement aux régimes éoliens inférieurs.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, le secteur de la production éolienne a produit 111 % de la PMLT et a dégagé des produits de 41,5 M\$, comparativement à 102 % de la PMLT et à des produits de 38,2 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de la production et la hausse correspondante des produits sont attribuables principalement aux régimes éoliens plus élevés.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2014 est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2014 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 30 septembre 2015, ce secteur a produit 103 % de la PMLT et a dégagé des produits de 5,5 M\$, comparativement à 104 % de la PMLT et à des produits de 5,5 M\$ pour la même période l'an dernier. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, ce secteur a produit 103 % de la PMLT et a dégagé des produits de 14,0 M\$, comparativement à 107 % de la PMLT et à des produits de 14,6 M\$ pour la même période l'an dernier. La production et les produits stables sont attribuables principalement au régime solaire semblable par rapport aux mêmes périodes l'an dernier.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2014 est attribuable principalement à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2014 est attribuable principalement au remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 2,3 M\$ et 7,2 M\$ respectivement, comparativement à 2,0 M\$ et 5,4 M\$ respectivement en 2014. L'augmentation est attribuable principalement aux charges liées aux Projets potentiels engagées aux fins de la progression de plusieurs Projets potentiels, de l'appel d'offres en cours en Ontario et de l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux.

La hausse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2014 découle principalement des paiements engagés aux fins des coûts de construction des Projets en développement, ainsi que de l'augmentation des liquidités soumises à restrictions faisant suite à l'ajout d'une partie du financement reçu à partir des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek.

La hausse du total du passif depuis le 31 décembre 2014 est attribuable principalement à l'ajout d'une partie du financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek et aux prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif aux fins du paiement des travaux de construction du projet Mesgi'g Ugju's'n.

RAPPORT DE GESTION

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

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014
Production (MWh)	777 975	904 172	658 427	819 903
Produits	62,7	70,2	57,7	68,2
BAIIA ajusté	48,6	53,4	43,0	48,7
(Perte nette latente et réalisée) profit net latent et réalisé sur instruments financiers dérivés	(2,7)	18,6	(56,0)	(49,6)
Bénéfice net (perte nette)	1,3	22,5	(37,8)	(27,6)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	5,8	22,8	(29,1)	(18,9)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base)	0,04	0,21	(0,31)	(0,21)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	16,2	15,7	15,7	15,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,155	0,155	0,155	0,150

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013
Production (MWh)	826 617	898 722	417 209	496 613
Produits	66,4	69,6	37,6	41,4
BAIIA ajusté	51,7	53,8	25,3	25,6
(Perte nette latente et réalisée) profit net latent et réalisé sur instruments financiers dérivés	(15,3)	(29,1)	(36,0)	11,7
(Perte nette) bénéfice net	(4,5)	(14,2)	(38,1)	3,4
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(0,7)	(7,8)	(27,4)	6,3
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base)	(0,02)	(0,10)	(0,30)	0,05
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	15,1	15,0	14,4	13,9
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,150	0,150	0,150	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 77 % 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, les profits et pertes latents et réalisés sur Dérivés découlant de l'augmentation ou de la diminution des taux d'intérêt de référence représentent l'élément qui engendre les fluctuations les plus importantes du résultat net. 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) (non audités)

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

Les coentreprises importantes de la Société à la fin de la période considérée étaient Umbata Falls Limited Partnership (« Umbata Falls, L.P. ») (participation de 49 %) et Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« 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 30 septembre	2015				2014			
	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	19 310	21 314	91 %	84,69	14 673	21 314	69 %	84,56
Viger-Denonville	15 900	16 350	97 %	149,13	16 477	16 350	101 %	148,55

Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	2015				2014			
	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	88 657	76 064	117 %	84,80	75 756	76 064	100 %	84,36
Viger-Denonville	59 985	52 100	115 %	149,13	53 843	52 100	103 %	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 - Umbata Falls, L.P.

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits	1 636	1 240	7 518	6 391
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	224	186	618	599
BAlIA ajusté	1 412	1 054	6 900	5 792
Charges financières	649	615	1 920	1 836
Autres produits, montant net	(6)	(10)	(27)	(30)
Amortissements	1 004	1 003	3 016	3 009
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	1 040	331	1 450	2 472
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(1 275)	(885)	541	(1 495)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, la production s'est établie à 91 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne, tandis que pour la période de neuf mois, la production s'est établie à 117 % de la PMLT, en raison surtout des débits d'eau supérieurs à la moyenne. L'augmentation du BAlIA ajusté est surtout attribuable aux niveaux de production supérieurs par rapport aux mêmes périodes l'an dernier. La hausse de la perte nette pour la période de trois mois s'explique par une perte nette latente plus grande sur Dérivés découlant d'une diminution plus importante des taux d'intérêt de référence par rapport à la même période l'an dernier, tandis que le bénéfice net pour la période de neuf mois reflète une perte nette latente moins élevée sur Dérivés découlant d'une diminution moins importante des taux d'intérêt de référence comparativement à la même période l'an dernier.

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des états de la situation financière - Umbata Falls, L.P.

	Au	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		1 583	4 229
Actifs non courants		69 465	72 116
Passifs courants		3 043	46 824
Passifs non courants		49 412	5 749
Capitaux propres		18 593	23 772

La réduction des capitaux propres au 30 septembre 2015 découle d'une distribution de 5,7 M\$, partiellement contrebalancée par la comptabilisation du bénéfice net pour la période de neuf mois. La diminution des passifs courants et l'augmentation correspondante des passifs non courants découlent du refinancement fructueux de la centrale le 30 mars 2015. 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 44,6 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 8,3 M\$ au 30 septembre 2015 (valeur négative de 6,9 M\$ au 31 décembre 2014).

Viger-Denonville, s.e.c.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Viger-Denonville, s.e.c.

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits	2 371	2 448	8 946	7 998
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	420	361	1 379	1 326
BAlIA ajusté	1 951	2 087	7 567	6 672
Charges financières	909	962	2 738	2 630
Autres produits, montant net	(8)	(33)	(39)	(49)
Amortissements	731	821	2 189	2 492
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(228)	251	1 800	2 501
Bénéfice net (perte nette)	547	86	879	(902)
Autres éléments du résultat global	(1 330)	—	60	—
Total du résultat global	(783)	86	939	(902)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, la production s'est établie à 97 % de la PMLT, en raison principalement des régimes de vent inférieurs à la moyenne. La légère diminution des produits et du BAlIA ajusté est attribuable surtout aux niveaux de production inférieurs par rapport à la même période l'an dernier. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la production s'est établie à 115 % de la PMLT, en raison principalement des régimes de vent supérieurs à la moyenne. L'augmentation des produits et du BAlIA ajusté est principalement attribuable aux niveaux de production supérieurs par rapport à la même période l'an dernier.

Depuis le 1^{er} avril 2015, la Société utilise la comptabilité de couverture dans le traitement des Dérivés existants utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée au projet Viger-Denonville, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces Dérivés pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des états de la situation financière - Viger-Denonville, s.e.c.

	Au	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		1 808	5 960
Actifs non courants		60 309	62 452
Passifs courants		4 381	4 002
Passifs non courants		57 975	58 588
Capitaux propres (déficit)		(239)	5 822

La réduction des capitaux propres au 30 septembre 2015 découle principalement d'une distribution de 7,0 M\$, partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'un résultat global positif pour la période de neuf mois. En outre, 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 amortissable de 54,9 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville avait une valeur négative nette de 6,4 M\$ au 30 septembre 2015 (valeur négative de 4,7 M\$ au 31 décembre 2014).

RAPPORT DE GESTION

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

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 Limited Partnership (« Harrison Hydro L.P. ») et ses filiales

La Société détient une participation de 50,01 % dans Harrison Hydro Limited Partnership, qui a des participations dans six centrales hydroélectriques : Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River.

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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits	6 270	10 241	31 826	33 947
BAIIA ajusté	4 613	7 632	25 072	25 838
Perte nette et résultat global	(7 752)	(3 427)	(7 663)	(11 438)
Perte nette et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	(4 009)	(1 856)	(4 265)	(6 150)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 743)	(1 571)	(3 398)	(5 288)
	(7 752)	(3 427)	(7 663)	(11 438)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, la diminution des produits et du BAIIA ajusté et la comptabilisation d'une perte nette plus grande sont attribuables principalement aux niveaux de production moins élevés par rapport à la même période l'an dernier et par rapport à la PMLT, ainsi qu'aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel plus élevés de 2,5 M\$ (1,1 M\$ en 2014), en raison de l'inflation pendant le trimestre. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la perte nette moins élevée est attribuable principalement aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel inférieurs de 3,2 M\$ (6,2 M\$ en 2014), en raison de la déflation au premier trimestre de 2015.

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

	Au	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		14 527	31 079
Actifs non courants		635 782	646 421
Passifs courants		15 260	19 582
Passifs non courants		462 297	462 609
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		106 614	118 325
Participations ne donnant pas le contrôle		66 138	76 984

La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires et des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par une distribution de 14,9 M\$ à la Société et à ses partenaires et par la comptabilisation d'une perte nette et du résultat global.

RAPPORT DE GESTION

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

Creek Power Inc. et ses filiales

La Société détient une participation de 66 2/3 % dans Creek Power Inc., qui a des participations dans la centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek et les Projets en développement Upper Lillooet River et Boulder Creek. Pour un complément d'information sur ces projets, se reporter à la rubrique « Projets en développement ».

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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits	1 144	1 305	2 743	2 147
BAlIA ajusté	745	935	1 307	881
Perte nette	(773)	(5 457)	(17 620)	(28 139)
Autres éléments du résultat global	(509)	—	78	—
Total du résultat global	(1 282)	(5 457)	(17 542)	(28 139)
Perte nette attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(512)	(3 652)	(11 738)	(18 751)
Participation ne donnant pas le contrôle	(261)	(1 805)	(5 882)	(9 388)
	(773)	(5 457)	(17 620)	(28 139)
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(851)	(3 652)	(11 686)	(18 751)
Participation ne donnant pas le contrôle	(431)	(1 805)	(5 856)	(9 388)
	(1 282)	(5 457)	(17 542)	(28 139)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, la perte nette inférieure est attribuable principalement à l'absence des contrats à terme sur obligations par suite de la clôture du financement des projets Boulder Creek et Upper Lillooet River, comparativement à une perte nette latente sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la perte nette tient compte d'une perte réalisée sur Dérivés de 68,0 M\$ découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek et Upper Lillooet River à la clôture du financement de ces projets le 17 mars, partiellement contrebalancé par un profit latent sur Dérivés découlant du renversement de pertes latentes comptabilisées au 31 décembre 2014 au règlement de ces contrats à terme sur obligations. Pour la même période l'an dernier, la perte nette était attribuable principalement à une perte nette latente sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

Depuis le 1^{er} avril 2015, la Société utilise la comptabilité de couverture dans le traitement des Dérivés existants utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée à ses projets, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces Dérivés pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

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

	Au	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		162 553	8 707
Actifs non courants		300 188	218 832
Passifs courants		37 193	78 882
Passifs non courants		498 817	204 384
Déficit attribuable aux propriétaires		(52 617)	(40 931)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(20 652)	(14 796)

L'augmentation des actifs non courants s'explique principalement par les dépenses de construction pour les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek. La hausse de l'actif courant est attribuable essentiellement à l'augmentation des liquidités soumises à restrictions provenant du produit non utilisé du financement de projet clos le 17 mars. La diminution du passif

RAPPORT DE GESTION

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

courant est attribuable au règlement des contrats à terme sur obligations expliqué ci-après. L'augmentation du déficit attribuable aux propriétaires et la valeur négative des participations ne donnant pas le contrôle sont attribuables principalement à la comptabilisation d'une perte nette pour la période de neuf mois. Le 17 mars 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme, comprenant trois tranches et portant des taux d'intérêt de 4,22 % et 4,46 % (taux fixe moyen pondéré de 4,36 %). Parallèlement à la conclusion du financement, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur la dette et ainsi protéger le rendement prévu des projets, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 68,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur les prêts est de 5,66 % environ, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique de ces projets. Au 30 septembre 2015, un produit de 384,0 M\$ sur le financement de projet de 491,6 M\$ avait été reçu.

Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

La Société détient une participation de 50,0 % dans Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, qui possède la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek.

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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits	8 182	8 009	15 928	13 152
BAIIA ajusté	6 898	6 848	12 601	10 580
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	2 846	1 351	(173)	(4 137)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	1 478	759	78	(1 819)
Participation ne donnant pas le contrôle	1 368	592	(251)	(2 318)
	2 846	1 351	(173)	(4 137)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, l'augmentation des produits et du BAIIA ajusté est attribuable principalement aux prix de vente légèrement supérieurs par rapport à la même période l'an dernier, tandis que l'augmentation du bénéfice net s'explique surtout par la baisse des charges financières qui a fait suite au remboursement partiel, à même le produit du financement du projet, du prêt à terme sans recours subordonné effectué par la Société.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, l'augmentation des produits et du BAIIA ajusté est attribuable principalement aux niveaux de production supérieurs par rapport à la même période l'an dernier. La diminution de la perte nette est surtout attribuable à l'augmentation de la production par rapport à la même période l'an dernier ainsi qu'à la baisse des charges financières mentionnée ci-dessus.

Sommaire des états de la situation financière - Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

	Au	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		10 050	28 098
Actifs non courants		179 965	177 749
Passifs courants		9 674	8 362
Passifs non courants		196 428	213 399
Déficit attribuable aux propriétaires		(7 850)	(7 928)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(8 237)	(7 986)

RAPPORT DE GESTION

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

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

La Société détient une participation de 50 % dans Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., qui possède le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n. Pour un complément d'information sur ce projet, se reporter à la rubrique « Projets en développement ». La filiale Mesgi'g Ugju's'n est entrée en exploitation le 21 mars 2014.

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

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Période de neuf mois close le 30 septembre 2015	Période de 194 jours close le 30 septembre 2014
	2015	2014		
Produits	—	—	—	—
BAlIA ajusté	—	—	—	—
Perte nette	(5 373)	(2 816)	(9 986)	(8 490)
Autres éléments de résultat global	(1 304)	—	(1 304)	—
Total du résultat global	(6 677)	(2 816)	(11 290)	(8 490)
Perte nette attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(3 926)	(2 348)	(6 991)	(5 219)
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 447)	(468)	(2 995)	(3 271)
	(5 373)	(2 816)	(9 986)	(8 490)
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(4 971)	(2 348)	(8 036)	(5 219)
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 706)	(468)	(3 254)	(3 271)
	(6 677)	(2 816)	(11 290)	(8 490)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015, la perte nette tient compte d'une perte réalisée de 27,0 M\$ sur Dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Mesgi'g Ugju's'n à la clôture du financement de ce projet le 28 septembre, partiellement contrebalancé par un profit latent de 24,3 M\$ sur Dérivés découlant du renversement des pertes latentes comptabilisées au 30 juin 2015 suite au règlement de ces contrats à terme sur obligations. La perte nette pour la période de neuf mois tient compte également d'une perte réalisée 3,2 M\$ au règlement du contrat de change à terme pour Mesgi'g Ugju's'n utilisé pour fixer le taux de change sur les achats prévus d'équipement pour le projet. Parallèlement, le taux de change pour la composante en euros du contrat d'approvisionnement en turbines a été fixé, donnant lieu à un profit réalisé qui contrebalance la perte réalisée sur le contrat de change à terme, et qui élimine toute exposition à l'euro.

Pour les périodes correspondantes de 2014, la comptabilisation d'une perte nette est attribuable principalement à une perte nette latente sur Dérivés découlant de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le début de ces périodes.

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

	Au	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		15 335	4 907
Actifs non courants		51 943	11 807
Passifs courants		27 337	21 688
Passifs non courants		2 680	1 140
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires		45 515	(855)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(8 254)	(5 259)

RAPPORT DE GESTION

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

L'augmentation des actifs non courants est attribuable principalement aux charges engagées pour la construction du projet. La hausse des actifs courants est surtout liée à la hausse des liquidités soumises à restriction provenant des capitaux propres fournis par la Société. L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par un investissement en capitaux propres de 54,7 M\$ fait par la Société pour financer les activités de construction du projet, partiellement contrebalancé par la comptabilisation d'une perte nette et du résultat global pour la période de neuf mois, qui explique également l'augmentation du déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

Le 28 septembre 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 311,7 M\$ en prêts à la construction et à terme, comprenant trois tranches et portant des taux d'intérêt de 2,41 % à 4,28 % (taux fixe moyen pondéré de 4,20 %). Parallèlement à la conclusion du financement, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur la dette et ainsi protéger le rendement prévu des projets, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 27,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur les prêts est de 4,97 % environ, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique de ce projet. Au 30 septembre 2015, aucun produit n'avait été reçu sur le financement de 311,7 M\$ pour ce projet.

Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« Société en commandite SM-1 »)

Depuis le 20 juin 2014, la Société détient 50,01 % des unités ordinaires et la totalité des unités privilégiées de la Société en commandite SM-1, qui possède la centrale hydroélectrique SM-1.

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global - Société en commandite SM-1

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Période de neuf mois close le 30 septembre 2015	Période de 103 jours close le 30 septembre 2014
	2015	2014		
Produits	2 862	2 505	9 149	2 788
BAlIA ajusté	2 270	1 844	7 319	2 093
Perte nette et résultat global	(811)	(1 084)	(1 820)	(1 136)
Perte nette et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	(405)	(542)	(910)	(568)
Participation ne donnant pas le contrôle	(406)	(542)	(910)	(568)
	(811)	(1 084)	(1 820)	(1 136)

Pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, les produits et le BAlIA ajusté tiennent compte des activités de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014. La comptabilisation d'une perte nette est surtout attribuable à la passation en charges des distributions sur les unités privilégiées détenues par la Société et à l'intérêt sur les débetures détenues par le partenaire de la Société.

Sommaire de l'état de la situation financière - Société en commandite SM-1

	Au	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		1 577	2 286
Actifs non courants		136 007	138 217
Passifs courants		5 155	6 283
Passifs non courants		120 514	120 485
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		14 201	15 111
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(2 286)	(1 376)

RAPPORT DE GESTION

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

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

IFRS nouvelles et révisées publiées, mais non encore en vigueur

IAS 1 – Présentation des états financiers

L'IASB a publié Initiative concernant les informations à fournir (modifications d'IAS 1), qui porte sur des préoccupations formulées à l'égard de certaines exigences existantes en matière de présentation et d'informations à fournir figurant dans IAS 1 et qui fait en sorte que les entités puissent exercer une part de jugement au moment d'appliquer ces exigences. En outre, les modifications précisent les exigences relatives aux autres éléments du résultat global. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

IAS 16 et IAS 38 – Éclaircissements sur les modes d'amortissement acceptables

En vertu des modifications apportées à IAS 16, les entités ne peuvent pas appliquer un mode d'amortissement fondé sur les produits aux éléments des immobilisations corporelles. Les modifications d'IAS 38 introduisent une présomption réfutable selon laquelle les produits ne constituent pas une base appropriée pour l'amortissement d'une immobilisation incorporelle. Cette présomption ne peut être réfutée que dans les deux circonstances limitées suivantes :

- a) lorsque l'immobilisation incorporelle est exprimée selon une mesure des produits;
- b) lorsqu'il peut être démontré qu'il existe une forte corrélation entre les produits et la consommation des avantages économiques liés à l'immobilisation incorporelle.

Ces modifications doivent être appliquées de manière prospective pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. La Société évalue actuellement l'incidence de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Déclaration commune d'intention avec la Comisión Federal de Electricidad du Mexique

Le 13 octobre 2015, la Société a signé une déclaration commune d'intention avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») du Mexique afin d'étudier conjointement plusieurs occasions de projets d'énergies renouvelables au Mexique, dans le but de développer ensemble des projets sélectionnés. L'objectif principal de cette entente est de coordonner les efforts et de développer des activités permettant à Innergex et CFE de définir leur participation conjointe dans le développement de projets potentiels d'énergies renouvelables, particulièrement de petites centrales hydroélectriques de moins de 200 MW.

Mise en service de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek de 21,2 MW

Le 9 novembre 2015, la Société a annoncé qu'elle avait mis en service commercial la centrale hydroélectrique Tretheway Creek de 21,2 MW, située près de la communauté de Harrison Hot Springs, en Colombie-Britannique. La centrale a été mise en service avec une date de mise en service applicable du 27 octobre 2015. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Activités de mise en service ».

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

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

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2015	2014	2015	2014
Produits		62 680	66 371	190 578	173 619
Charges					
Charges d'exploitation	4	9 406	9 968	29 753	28 638
Frais généraux et administratifs		2 992	3 079	10 890	9 963
Charges liées aux projets potentiels		1 732	1 656	5 015	4 204
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		48 550	51 668	144 920	130 814
Charges financières	5	22 075	21 682	63 032	65 815
Autres charges, montant net	6	27 200	8 776	119 679	7 864
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		(725)	21 210	(37 791)	57 135
Amortissement des immobilisations corporelles	4, 11	13 252	13 577	39 750	40 915
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	5 541	5 075	16 621	15 515
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises	7	352	390	(704)	1 182
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés	8	(24 325)	6 934	(79 406)	72 111
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		4 455	(4 766)	(14 052)	(72 588)
Charge (économie) d'impôt					
Exigible		828	912	2 458	2 508
Différée		2 311	(1 160)	(2 522)	(18 284)
		3 139	(248)	(64)	(15 776)
Bénéfice net (perte nette)		1 316	(4 518)	(13 988)	(56 812)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		5 804	(725)	(532)	(35 979)
Participations ne donnant pas le contrôle		(4 488)	(3 793)	(13 456)	(20 833)
		1 316	(4 518)	(13 988)	(56 812)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	9	102 975	100 326	101 712	97 571
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	9	0,04	(0,02)	(0,06)	(0,42)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	9	103 167	100 547	102 014	97 763
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$)	9	0,04	(0,02)	(0,06)	(0,42)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2015	2014	2015	2014
Bénéfice net (perte nette)		1 316	(4 518)	(13 988)	(56 812)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :	15				
Profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		662	360	1 286	363
Impôt différé connexe		(87)	(47)	(169)	(48)
(Perte) de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes		(695)	(375)	(1 315)	(372)
Impôt différé connexe		91	49	173	49
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		(10 662)	—	(2 397)	—
Impôt différé connexe		2 811	—	632	—
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture de la coentreprise		(665)	—	30	—
Impôt différé connexe		175	—	(8)	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture		(580)	—	(316)	—
Impôt différé connexe		152	—	83	—
Autres éléments du résultat global		(8 798)	(13)	(2 001)	(8)
Total du résultat global		(7 482)	(4 531)	(15 989)	(56 820)
Autres éléments du résultat global attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		(8 370)	(13)	(1 768)	(8)
Participations ne donnant pas le contrôle		(428)	—	(233)	—
		(8 798)	(13)	(2 001)	(8)
Total du résultat global attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		(2 566)	(738)	(2 300)	(35 987)
Participations ne donnant pas le contrôle		(4 916)	(3 793)	(13 689)	(20 833)
		(7 482)	(4 531)	(15 989)	(56 820)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

		Au 30 septembre 2015	Au 31 décembre 2014
Actif	Notes		
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		31 397	54 609
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	10	227 162	85 807
Débiteurs		35 810	35 271
Comptes de réserve		853	651
Actifs d'impôt exigible		1	93
Instruments financiers dérivés	8	1 256	2 948
Charges payées d'avance et autres		7 097	5 269
		303 576	184 648
Comptes de réserve		43 234	40 684
Immobilisations corporelles	11	2 076 399	1 895 789
Immobilisations incorporelles		477 486	487 312
Frais de développement de projets		51 740	61 020
Participations dans des coentreprises	7	8 968	14 536
Instruments financiers dérivés	8	3 069	3 968
Actifs d'impôt différé		16 078	14 025
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		6 191	5 764
		2 995 010	2 716 015

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

		Au 30 septembre 2015	Au 31 décembre 2014
	Notes		
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		17 956	16 882
Fournisseurs et autres créditeurs		104 629	45 607
Passifs d'impôt exigible		1 282	1 408
Instruments financiers dérivés	8	15 528	104 095
Tranche à court terme de la dette à long terme		35 633	33 799
Tranche à court terme des autres passifs		428	244
		175 456	202 035
Retenues de garantie au titre de la construction		1 470	10 818
Instruments financiers dérivés	8	58 500	48 669
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		—	25 339
Dette à long terme	12	1 960 937	1 610 800
Autres passifs		16 758	13 808
Composante passif des débentures convertibles	13	93 075	80 018
Passifs d'impôt différé		161 152	162 303
		2 467 348	2 153 790
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires	14	108 041	62 224
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		779 217	784 482
Actions privilégiées		131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions		2 135	2 050
Composante capitaux propres des débentures convertibles	13	1 878	1 340
Déficit		(519 169)	(466 336)
Cumul des autres éléments du résultat global	15	(1 783)	(15)
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		501 388	514 814
Participations ne donnant pas le contrôle		26 274	47 411
Total des capitaux propres		527 662	562 225
		2 995 010	2 716 015

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2015	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	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2015	100 672	62 224	784 482	131 069	2 050	1 340	(466 336)	(15)	514 814	47 411	562 225
Perte nette							(532)		(532)	(13 456)	(13 988)
Autres éléments du résultat global								(1 768)	(1 768)	(233)	(2 001)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(532)	(1 768)	(2 300)	(13 689)	(15 989)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	687	7 417							7 417		7 417
Rachat d'actions ordinaires	(706)	(742)	(5 265)				(1 264)		(7 271)		(7 271)
Paiement fondé sur des actions					153				153		153
Exercice d'options sur actions	45	462			(68)				394		394
Conversion de déventures convertibles en actions ordinaires	3 653	38 680				(648)	891		38 923		38 923
Rachat de déventures convertibles						(692)	951		259		259
Composante capitaux propres des déventures convertibles émises (déduction faite de l'impôt différé de 672 \$)						1 878			1 878		1 878
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(7 448)	(7 448)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(47 535)		(47 535)		(47 535)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(5 344)		(5 344)		(5 344)
Solde au 30 septembre 2015	104 351	108 041	779 217	131 069	2 135	1 878	(519 169)	(1 783)	501 388	26 274	527 662

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2014	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 capitiaux propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
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							(35 979)		(35 979)	(20 833)	(56 812)
Autres éléments du résultat global								(8)	(8)		(8)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(35 979)	(8)	(35 987)	(20 833)	(56 820)
Actions ordinaires émises le 20 juin 2014 dans le cadre d'un placement privé	4 027	41 720							41 720		41 720
Frais d'émission		(60)							(60)		(60)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	691	7 229							7 229		7 229
Paiement fondé sur des actions					188				188		188
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(6 798)	(6 798)
Placements provenant de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	2 305	2 305
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(44 448)		(44 448)		(44 448)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(5 344)		(5 344)		(5 344)
Solde au 30 septembre 2014	100 373	59 263	784 482	131 069	1 994	1 340	(430 580)	236	547 804	56 103	603 907

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2015	2014
	Notes		
Activités d'exploitation			
Perte nette		(13 988)	(56 812)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles	11	39 750	40 915
Amortissement des immobilisations incorporelles		16 621	15 515
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises		(704)	1 182
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		(79 406)	72 111
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	3 165	6 241
Amortissement des frais de financement	5	530	702
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débentures convertibles	5	725	889
Charges de désactualisation des autres passifs	5	473	474
Paiement fondé sur des actions		153	188
Impôt différé		(2 522)	(18 284)
Incidence de la variation des taux de change		659	315
Autres		178	185
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	5	57 442	56 922
Intérêts versés		(54 924)	(55 883)
Distributions reçues des coentreprises		6 303	2 599
Charge d'impôt exigible		2 458	2 508
Impôt sur le résultat payé, montant net		(2 558)	(3 100)
		(25 645)	66 667
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	15	24 859	(9 403)
		(786)	57 264
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(39 045)	(36 032)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(5 343)	(5 343)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(7 448)	—
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		—	5
Augmentation de la dette à long terme		900 352	224 266
Remboursement de la dette à long terme		(546 813)	(83 419)
Paiement des frais de financement différés		(8 469)	(252)
Paiement d'autres passifs		—	(112)
Paiement au titre du rachat de débentures convertibles	13a)	(41 591)	—
Produit net de l'émission de débentures convertibles	13b)	95 533	—
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires	14c)	(7 271)	—
Paiement des frais d'émission d'actions ordinaires et d'actions privilégiées		—	(83)
Produit de l'exercice d'options sur actions		394	—
		340 299	99 030

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

	Notes	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2015	2014
Activités d'investissement			
Acquisitions d'entreprises		—	(37 901)
(Augmentation) diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		(141 355)	20 917
Fonds nets (investis dans les) prélevés des comptes de réserve		(2 621)	7 141
Ajouts aux immobilisations corporelles		(189 840)	(138 383)
Ajouts aux frais de développement de projets		(29 104)	(23 435)
Prélèvements des coentreprises		—	2 259
(Ajouts aux) réductions des autres actifs non courants		(426)	25 660
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		29	166
		(363 317)	(143 576)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		592	105
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(23 212)	12 823
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		54 609	34 267
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période		31 397	47 090
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		12 419	28 748
Placements à court terme		18 978	18 342
		31 397	47 090

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 16.

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

NOTES ANNEXES

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

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 10 novembre 2015.

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 plus récent 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 plus récent rapport annuel de la Société.

2. APPLICATION DES NOUVELLES IFRS ET DES IFRS RÉVISÉES

Nouvelles IFRS et IFRS révisées publiées, mais non encore entrées en vigueur

IAS 1 – Présentation des états financiers

L'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir* (modifications d'IAS 1), qui porte sur des préoccupations formulées à l'égard de certaines exigences existantes en matière de présentation et d'informations à fournir figurant dans IAS 1 et qui fait en sorte que les entités puissent exercer une part de jugement au moment d'appliquer ces exigences. En outre, les modifications précisent les exigences relatives aux autres éléments du résultat global. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

IAS 16 et IAS 38 – Éclaircissements sur les modes d'amortissement acceptables

En vertu des modifications apportées à IAS 16, les entités ne peuvent pas appliquer un mode d'amortissement fondé sur les produits aux éléments des immobilisations corporelles. Les modifications d'IAS 38 introduisent une présomption réfutable selon laquelle les produits ne constituent pas une base appropriée pour l'amortissement d'une immobilisation incorporelle. Cette présomption ne peut être réfutée que dans les deux circonstances limitées suivantes :

- a) lorsque l'immobilisation incorporelle est exprimée selon une mesure des produits;
- b) lorsqu'il peut être démontré qu'il existe une forte corrélation entre les produits et la consommation des avantages économiques liés à l'immobilisation incorporelle.

Ces modifications doivent être appliquées de manière prospective pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. La Société évalue actuellement l'incidence de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

NOTES ANNEXES

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

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

3.1 Acquisition des actifs de Sainte-Marguerite-1

La répartition du prix d'achat de l'acquisition de Sainte-Marguerite-1 a été finalisée au premier trimestre de 2015. Le tableau suivant reflète la répartition finale du prix d'achat :

	Répartition initiale du prix d'achat	Ajustements subséquents	Répartition finale du prix d'achat
Compte de réserve	259	—	259
Immobilisations corporelles	115 470	(6 591)	108 879
Immobilisations incorporelles	18 807	6 591	25 398
Passifs courants	(506)	—	(506)
Dette à long terme	(37 455)	—	(37 455)
Passifs d'impôt différé	(16 487)	—	(16 487)
Actifs nets acquis	80 088	—	80 088

4. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Salaires	994	994	3 042	2 725
Assurances	663	630	1 942	1 788
Exploitation et entretien	3 625	3 621	12 270	11 393
Impôts fonciers et redevances	4 124	4 723	12 499	12 732
	9 406	9 968	29 753	28 638

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

5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	18 571	19 838	57 442	56 922
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	2 480	1 148	3 165	6 241
Amortissement des frais de financement	142	204	530	702
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	448	119	725	889
Charges de désactualisation des autres passifs	163	158	473	474
Autres	271	215	697	587
	22 075	21 682	63 032	65 815

NOTES ANNEXES

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

6. AUTRES CHARGES, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Coûts de transaction	—	260	—	518
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	26 984	8 366	119 557	8 366
Perte de change réalisée	463	305	1 024	338
Autres produits, montant net	(247)	(455)	(902)	(1 658)
Perte de valeur des prêts	—	300	—	300
	27 200	8 776	119 679	7 864

Au cours du premier trimestre de 2015, la Société a mis fin à ses contrats à terme sur obligations de 170 000 \$ liés au projet Upper Lillooet et à ses contrats à terme sur obligations de 65 000 \$ liés au projet Boulder Creek pour une contrepartie totale en espèces de 68 047 \$. Cette perte découle d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (entre septembre et décembre 2013) et la date de règlement (17 mars 2015). Elle sera compensée par un faible taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,36 % sur les emprunts à terme d'une durée de 25 à 40 ans, comparativement au taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 5,66 % qui a été fixé au moment de la couverture.

Au cours du deuxième trimestre de 2015, la Société a mis fin à ses contrats à terme sur obligations de 110 000 \$ liés au projet Big Silver pour une contrepartie totale en espèces de 24 703 \$. Cette perte découle d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (entre décembre 2013 et janvier 2014) et la date de règlement (22 juin 2015). Elle sera compensée par un faible taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,71 % sur les emprunts à terme d'une durée de 25 à 40 ans, comparativement au taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 5,60 % qui a été fixé au moment de la couverture.

Également au cours du deuxième trimestre, la Société a mis fin à son contrat de change à terme de 78 400 \$ lié au projet Mesgi'g Ugju's'n pour une contrepartie totale en espèces de 3 246 \$. Simultanément, la Société a fixé le taux de la tranche libellée en euros de son entente d'approvisionnement liée aux turbines, lui faisant ainsi réaliser un profit de 3 423 \$.

Au cours du troisième trimestre de 2015, la Société a mis fin à ses contrats à terme sur obligations de 190 000 \$ liés au projet éolien Mesgi'g Ugju's'n pour une contrepartie totale en espèces de 26 984 \$. Cette perte découle d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (entre mars et avril 2014) et la date de règlement (28 septembre 2015). Elle sera compensée par un faible taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,2 % sur les emprunts à terme d'une durée de 9,5 à 19,5 ans, comparativement au taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 4,97 % qui a été fixé au moment de la couverture.

7. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

Dette d'Umbata Falls, L.P.

Le 30 mars 2015, la dette à long terme a été refinancée. L'emprunt, qui consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, a été prolongé jusqu'en mars 2020. L'emprunt sera amorti sur une période restante de 18,5 ans, à compter d'avril 2015. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements trimestriels seront augmentés au moyen d'un nivelage de flux de trésorerie calculé comme suit : le pourcentage de la production réelle excédentaire par rapport à la production prévue multiplié par les flux de trésorerie trimestriels excédentaires.

NOTES ANNEXES

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

8. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Les modalités des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêt de la Société et conformément auxquelles la comptabilité de couverture est appliquée depuis le plus récent rapport annuel sont les suivantes :

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale 30 septembre 2015
Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture est appliquée depuis le 1^{er} avril 2015 :			
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 4,27 % à 4,41 %	2018	Aucune	82 600
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 2,94 % à 4,93 %, amortissables	2026	Aucune	47 228
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,35 % à 3,60 %, amortissables	2027	Aucune	36 136
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amortissable	2030	Aucune	89 558
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amortissable	2030	2016	26 516
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amortissable	2031	2016	41 874
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amortissable	2035	2025	98 599
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amortissable	2041	2016	19 093
			441 604
Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture est appliquée depuis le 28 septembre 2015 :			
Swap de taux d'intérêt au taux de 0,96 %, amortissable	2017	Aucune	49 250
Swap de taux d'intérêt au taux de 1,91 %, amortissable	2026	Aucune	103 000
			152 250
			593 854

NOTES ANNEXES

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

9. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le bénéfice net (la perte nette) par action est calculé(e) de la façon suivante :

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	5 804	(725)	(532)	(35 979)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 781)	(1 781)	(5 344)	(5 344)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	4 023	(2 506)	(5 876)	(41 323)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	102 975	100 326	101 712	97 571
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	0,04	(0,02)	(0,06)	(0,42)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	102 975	100 326	101 712	97 571
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	192	221	302	192
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	103 167	100 547	102 014	97 763
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$) b)	0,04	(0,02)	(0,06)	(0,42)

- a) Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation. Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2015, 1 640 000 des 3 425 684 options sur actions (1 243 000 des 3 073 684 options sur actions pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014) ont été exclues. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, aucune des 3 425 684 options sur actions (1 243 000 des 3 073 684 options sur actions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014) ont été exclues.

Au cours des périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 7 558 684 actions n'avait un effet dilutif en 2014).

- b) Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la totalité des 3 425 684 options sur actions (1 830 684 des 3 073 684 options sur actions pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014) ont été exclues du calcul de la perte nette par action diluée, car elles avaient un effet antidilutif en raison d'une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

NOTES ANNEXES

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

10. LIQUIDITÉS ET PLACEMENTS À COURT TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

Dans le cadre des conventions de crédit de Boulder Creek Power L.P., d'Upper Lillooet River Power L.P., de Kwoiek Creek L.P., de Northwest Stave L.P., de Big Silver Creek Power L.P., de Tretheway L.P. et de Mesgig'g Ugju's'n S.E.C., la Société possède des comptes de liquidités soumises à restrictions et des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions. Le solde du produit des emprunts est détenu dans un compte de produit d'emprunts soumis à restrictions géré par les prêteurs et les sommes sont transférées périodiquement dans les liquidités soumises à restrictions afin de financer la construction des projets. Par ailleurs, les liquidités soumises à restrictions sont utilisées pour payer les coûts des travaux de construction exigibles des projets, et pour retenir les montants liés aux retenues de garantie au titre de la construction qui seront libérés à la fin des travaux de construction des projets respectifs.

Depuis le début de 2015, les liquidités et les placements à court terme soumis à restrictions ont connu une hausse qui est principalement attribuable à l'ajout de montants nets de 194 295 \$ au compte de produit d'emprunts soumis à restrictions d'Upper Lillooet, de Boulder Creek, de Big Silver Creek et de Mesgig'g Ugju's'n, en partie contrebalancé par des transferts dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 28 592 \$ à la suite de la conversion des prêts de construction de Kwoiek Creek L.P. et de Northwest Stave L.P. en emprunts à terme, et à l'utilisation d'un montant de 23 656 \$ aux fins du paiement de coûts liés aux travaux de construction en cours aux centrales. Pour des renseignements plus détaillés, se reporter à la note 12.

NOTES ANNEXES

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

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrain	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2015	2 541	1 340 129	372 106	124 244	287 401	8 367	2 134 788
Ajouts	21	2 635	640	—	188 345	635	192 276
Acquisition d'entreprises (note 3)	—	(6 591)	—	—	—	—	(6 591)
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	—	34 169	—	34 169
Cessions	—	—	—	—	—	(13)	(13)
Autres variations	—	(302)	—	—	—	—	(302)
Écarts de change, montant net	15	1 019	—	—	—	20	1 054
Au 30 septembre 2015	2 577	1 336 890	372 746	124 244	509 915	9 009	2 355 381
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2015	—	(135 670)	(82 528)	(15 866)	—	(4 935)	(238 999)
Amortissement	—	(20 953)	(13 335)	(4 465)	—	(997)	(39 750)
Cessions	—	—	—	—	—	13	13
Autres variations	—	93	—	—	—	—	93
Écarts de change, montant net	—	(322)	—	—	—	(17)	(339)
Au 30 septembre 2015	—	(156 852)	(95 863)	(20 331)	—	(5 936)	(278 982)
Valeur comptable au 30 septembre 2015	2 577	1 180 038	276 883	103 913	509 915	3 073	2 076 399

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

Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement incorporés dans le coût de l'actif de 19 592 \$ (5 647 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014), 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'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 2 571 \$ (1 408 \$ au 31 décembre 2014).

NOTES ANNEXES

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

12. DETTE À LONG TERME

a) Kwoiek Creek

Le 13 février 2015, le prêt de construction sans recours pour la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek a été converti en un emprunt à terme qui sera amorti sur une période de 36 ans venant à échéance en 2052. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 5,08 %.

b) Northwest Stave River

Le 13 février 2015, le prêt de construction sans recours pour la centrale hydroélectrique Northwest Stave River a été converti en un emprunt à terme qui sera amorti sur une période de 35 ans venant à échéance en 2053. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 5,30 %.

c) Boulder Creek et Upper Lillooet River

Le 17 mars 2015, Boulder Creek Power Limited Partnership et Upper Lillooet River Power Limited Partnership ont conclu conjointement un financement de projet sans recours de 491 600 \$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant les projets hydroélectriques au fil de l'eau Boulder Creek et Upper Lillooet River.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 191 600 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,22 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 20 ans, à compter de la sixième année.
- Un prêt de construction de 250 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 50 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Cette dette est garantie par les actifs de Boulder Creek Power L.P. et de Upper Lillooet River Power L.P.

d) Big Silver Creek

Le 22 juin 2015, Big Silver Creek Power Limited Partnership a conclu un financement de projet sans recours de 197 223 \$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek River.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 51 012 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,565 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 18 ans, à compter de la septième année.
- Un prêt de construction de 128 311 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,761 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 17 900 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,761 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Cette dette est garantie par les actifs de Big Silver Creek Power L.P.

NOTES ANNEXES

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

e) Mesgi'g Ugju's'n

Le 28 septembre 2015, Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. a conclu un financement de projet sans recours de 311 709 \$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction à taux variable de 49 250 \$ portant intérêt à un taux de 2,41 % fixé par un swap; après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera remboursé au moyen du produit du remboursement prévu par Hydro-Québec pour la sous-station électrique de Mesgi'g Ugju's'n;
- Un prêt de construction à taux variable de 103 000 \$ portant intérêt à un taux de 3,54 % fixé par un swap; après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 9,5 ans et le capital sera amorti sur la durée du prêt;
- Un prêt de construction de 159 459 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,28 %; après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 19,5 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 9,5 ans.

Cette dette est garantie par les actifs de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

13. DÉBENTURES CONVERTIBLES

a) Rachat de débentures convertibles de 5,75 %

Au cours du premier trimestre de 2015, les débentures convertibles ont diminué d'un montant total de 922 \$ après l'exercice par les porteurs de débentures de leurs privilèges de conversion. Par conséquent, 922 débentures ont été converties en 86 571 actions ordinaires.

Le 20 juillet 2015, la Société a émis un avis de rachat à l'égard du montant en capital total de 79 578 \$ visant les débentures convertibles de 5,75 % qui étaient en circulation. Une tranche de 37 987 \$ de ce montant en capital a été convertie, à la demande des porteurs, en 3 566 851 actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 10,65 \$ par action. Le solde restant de 41 591 \$ a été racheté au prix de 1 000 \$ par débenture convertible, plus l'intérêt couru et impayé jusqu'au 19 août 2015 inclusivement, et a été financé par des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif de la Société.

b) Émission de débentures convertibles de 4,25 %

Le 10 août 2015, la Société a émis un montant en capital total de 100 000 \$ au titre de débentures convertibles à 4,25 % à un prix de 1 000 \$ par débenture convertible, portant intérêt à un taux de 4,25 % par année, payable semestriellement le 31 août et le 28 février de chaque année, à compter du 28 février 2016. Les débentures convertibles seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 15,00 \$ par action, soit un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires pour chaque tranche de 1 000 \$ de montant en capital au titre des débentures convertibles. Les débentures convertibles arriveront à échéance le 31 août 2020 et ne seront pas rachetables avant le 31 août 2018, sauf dans certaines circonstances limitées.

Produit de l'émission des débentures convertibles	100 000
Coûts de transaction	(4 575)
Produit net	95 425
Montant classé en capitaux propres	(2 550)
Composante passif des débentures convertibles (taux d'intérêt effectif de 6,09 %)	92 875

NOTES ANNEXES

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

14. CAPITAUX PROPRES

a) Débentures convertibles de 5,75 % converties en actions ordinaires

Au cours du premier et du troisième trimestre de 2015, les débentures convertibles de 5,75 % ont diminué d'un montant total de 38 909 \$ après l'exercice par les porteurs de débentures de leurs privilèges de conversion. Par conséquent, 38 909 débentures ont été converties en 3 653 422 actions ordinaires.

b) Régime d'options sur actions

Au cours du premier trimestre de 2015, 45 000 options sur actions ont été exercées au prix de 8,75 \$ par action, ce qui a donné lieu à un produit de 394 \$.

c) Rachat d'actions ordinaires

En mars 2015, la Société a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation de renouveler son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Conformément à cette offre, la Société avait le droit de racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 1 000 000 de ses actions ordinaires. En septembre 2015, ce droit a été augmenté à 2 000 000 d'actions ordinaires. En août 2015, la Société a commencé à racheter aux fins d'annulation ses actions ordinaires. En date du 30 septembre 2015, 706 297 actions ordinaires avaient été rachetées et annulées.

d) Modifications au régime de réinvestissement de dividendes

La Société a décidé d'éliminer l'escompte de 2,5 % applicable au prix d'achat des actions émises à l'intention des actionnaires qui participent au régime de réinvestissement de dividendes. Cette modification est entrée en vigueur le 5 août 2015.

NOTES ANNEXES

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

15. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(Perte) profit de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes	Réserve nette au titre de la conversion de devises	Risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie	Quote-part du risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie de la coentreprise	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2015	409	(171)	238	(253)	—	(15)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	1 286	—	1 286	—	—	1 286
(Perte) profit de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	(1 315)	(1 315)	(2 397)	30	(3 682)
Impôt différé connexe	(169)	173	4	632	(8)	628
Solde au 30 septembre 2015	1 526	(1 313)	213	(2 018)	22	(1 783)

NOTES ANNEXES

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

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

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

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014
Débiteurs et actifs d'impôt exigible	(430)	(16 370)
Charges payées d'avance et autres	(1 818)	(3 219)
Fournisseurs, autres créditeurs et passifs d'impôt	27 107	10 186
	24 859	(9 403)

b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014
Intérêts versés [y compris les intérêts capitalisés de 18 845 \$ (2 477 \$ en 2014)]	73 769	58 360
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	1 378	24 778
Frais de développement impayés	(4 218)	(7 030)
Coûts de transaction liés aux débetures convertibles impayés	108	—
Actions ordinaires émises à la conversion de débetures convertibles	(38 680)	—
Actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions	(68)	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(7 417)	(7 230)
Acquisition d'actifs pour un projet en cours de développement en échange de l'augmentation d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	—	(2 300)

NOTES ANNEXES

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

17. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Au cours du premier trimestre de 2015, Harrison Hydro L.P. a remboursé les emprunts à terme ne portant pas intérêt consentis par ses partenaires d'un montant de 1 750 \$.

18. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société détient des participations dans vingt-cinq installations hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, ainsi qu'une installation hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2015, les produits générés par l'installation hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 1 598 \$ et 3 611 \$ (1 423 \$ et 3 182 \$ en 2014), soit un apport de 2,5 % et de 1,9 % (2,1 % et 1,8 % en 2014) aux produits consolidés de la Société pour ces périodes.

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 des installations solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans les principales méthodes comptables. La Société évalue le rendement en fonction du résultat avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges (produits), 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

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

Période de trois mois close le 30 septembre 2015					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	46 531	10 676	5 473	—	62 680
Charges :					
Charges d'exploitation	7 190	2 066	150	—	9 406
Frais généraux et administratifs	1 621	729	33	609	2 992
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 732	1 732
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	37 720	7 881	5 290	(2 341)	48 550
Charges financières					22 075
Autres charges, montant net					27 200
Perte avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					(725)
Amortissement des immobilisations corporelles					13 252
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 541
Quote-part de la perte des coentreprises					352
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(24 325)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					4 455

NOTES ANNEXES

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

Période de trois mois close le 30 septembre 2014					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	49 674	11 153	5 544	—	66 371
Charges :					
Charges d'exploitation	7 530	2 173	265	—	9 968
Frais généraux et administratifs	2 179	473	78	349	3 079
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 656	1 656
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	39 965	8 507	5 201	(2 005)	51 668
Charges financières					21 682
Autres charges, montant net					8 776
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					21 210
Amortissement des immobilisations corporelles					13 577
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 075
Quote-part de la perte des coentreprises					390
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					6 934
Perte avant impôt sur le résultat					(4 766)

NOTES ANNEXES

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2015					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	135 169	41 456	13 953	—	190 578
Charges :					
Charges d'exploitation	22 445	6 774	534	—	29 753
Frais généraux et administratifs	5 996	2 619	118	2 157	10 890
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	5 015	5 015
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	106 728	32 063	13 301	(7 172)	144 920
Charges financières					63 032
Autres charges, montant net					119 679
Perte avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					(37 791)
Amortissement des immobilisations corporelles					39 750
Amortissement des immobilisations incorporelles					16 621
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(704)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(79 406)
Perte avant impôt sur le résultat					(14 052)

Au 30 septembre 2015					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 695 336	333 240	117 714	848 720	2 995 010
Total du passif	1 228 311	220 261	108 880	909 896	2 467 348
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	2 779	694	13	188 790	192 276

NOTES ANNEXES

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2014					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	120 741	38 248	14 630	—	173 619
Charges :					
Charges d'exploitation	21 134	6 651	853	—	28 638
Frais généraux et administratifs	6 531	1 989	243	1 200	9 963
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	4 204	4 204
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	93 076	29 608	13 534	(5 404)	130 814
Charges financières					65 815
Autres charges, montant net					7 864
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					57 135
Amortissement des immobilisations corporelles					40 915
Amortissement des immobilisations incorporelles					15 515
Quote-part de la perte des coentreprises					1 182
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					72 111
Perte avant impôt sur le résultat					(72 588)

Au 31 décembre 2014					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 752 495	352 723	120 957	489 840	2 716 015
Total du passif	1 241 530	238 450	111 814	561 996	2 153 790
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	123 185	549	161	223 405	347 300

NOTES ANNEXES

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

19. 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 (\$)
10/11/2015	31/12/2015	15/01/2016	0,1550	0,3125	0,359375

b) Mise en service de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek de 21,2 MW

Le 9 novembre 2015, la Société a annoncé qu'elle avait mis en service commercial la centrale hydroélectrique Tretheway Creek de 21,2 MW, située près de la communauté de Harrison Hot Springs, en Colombie-Britannique. La centrale a été mise en service avec une date de mise en service applicable du 27 octobre 2015.

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.A.

Agences de notation

Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P.
Les Actions privilégiées de série A de la Société sont notées P-3 par S&P.
Les Actions privilégiées de série C de la Société sont notées P-3 par S&P.

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Services aux investisseurs Computershare inc.
1500, boul. Robert-Bourassa, 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 :

Marie-Josée Privyk, CFA, CPPD
Directrice - Communications et Développement durable



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

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

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

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

www.innergex.com