

INNERGEX

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2016

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE
30 SEPTEMBRE 2016

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

RAPPORT DE GESTION

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

Innergex énergie renouvelable inc. est un chef de file indépendant de l'industrie canadienne de l'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, possède et exploite des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires photovoltaïques et exerce ses activités au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique, dans l'Idaho, aux États-Unis et en France. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2016. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 9 novembre 2016, 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 non audités et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 et avec la *Revue financière* de la Société au 31 décembre 2015.

Les états financiers consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, ainsi que les données comparables de 2015, 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 - RÉSULTATS À CE JOUR EN 2016 ET TROISIÈME TRIMESTRE 2016

- Les résultats cumulés d'Innergex pour les neuf premiers mois de 2016 dépassent les projections à long terme malgré un trimestre plus modeste
 - La production a atteint 106 % de la moyenne à long terme (« PMLT ») pour les neuf premiers mois de 2016 et 90 % de la PMLT pour le troisième trimestre
 - Les produits ont augmenté de 15 % pour s'établir à 219,5 M\$ pour les neuf premiers mois, et de 10 % pour s'établir à 69,3 M\$ au troisième trimestre, par rapport à 2015
 - Le BAIIA ajusté a augmenté de 14 % pour s'établir à 165,7 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016, et de 5 % pour atteindre 51,2 M\$ au troisième trimestre, par rapport à 2015
- En Colombie-Britannique, la centrale hydroélectrique Big Silver Creek de 40,6 MW a été mise en service avec un mois d'avance sur l'échéancier prévu et un coût de construction conforme au budget
- La construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek et du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n avance à un bon rythme

RAPPORT DE GESTION

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

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	3	Liquidités et ressources en capital	23
Information prospective	3	Dividendes	25
Mesures non conformes aux IFRS	6	Situation financière	25
Renseignements supplémentaires et mise à jour	7	Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution....	29
Vue d'ensemble	8	Perspective pour 2017	31
Stratégie de la Société	9	Information sectorielle	33
Mise à jour au troisième trimestre	10	Renseignements financiers trimestriels	37
Projets en développement et activités de mise en service	12	Participations dans des coentreprises	38
Projets potentiels	14	Filiales à moins de 100 %	41
Résultats d'exploitation	14	Modifications de méthodes comptables	43
		Événements postérieurs à la clôture	44

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 :
i) l'information d'importance concernant la Société est communiquée par d'autres personnes au président et chef de la direction et au chef de la direction financière en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents intermédiaires et annuels sont établis, et ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents annuels, documents intermédiaires ou autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières en vigueur est enregistrée, traitée, synthétisée et présentée dans les délais prescrits par cette législation;
- le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS applicables à la Société.

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont attesté : a) 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 2016, b) qu'ils ont limité la portée de la conception par la Société des CPCI et des CIIF afin d'exclure les politiques et les procédures liées aux contrôles d'Energie Antioigné S.A.S., Energie du Porcien S.A.S, Eoles Beaumont S.A.S., Energie des Cholletz S.A.S., Eoliennes de Longueval S.A.S., Energie Des Valottes S.A.S. et Société d'Exploitation du Parc Éolien du Bois d'Anchat (les « sept entités françaises »), et c) qu'il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant la période de trois mois close le 30 septembre 2016 qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société. La conception et l'évaluation de l'efficacité du fonctionnement des CPCI et des CIIF des sept entités françaises seront achevées dans les 12 mois suivant la date d'acquisition. L'information financière non audité relative aux sept entités françaises est résumée à la rubrique « Filiales à moins de 100 % » du présent rapport de gestion.

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

RAPPORT DE GESTION

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

financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des Projets en développement, de l'incidence financière potentielle de l'Acquisition en France, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

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

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels 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 responsabilités non communiquées liées aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions, notamment celles réalisées dans le cadre de l'Acquisition en France; 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Production prévue</p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une 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).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p>Produits prévus</p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité</p> <p>Taux d'inflation moins élevé que prévu</p>
<p>BAIIA ajusté prévu</p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers et des redevances; à l'exception des charges d'entretien, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat 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>

RAPPORT DE GESTION

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>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>
<p>Conclusion prévue de l'acquisition du huitième projet éolien en construction en France</p> <p>La Société s'attend raisonnablement à conclure l'acquisition du huitième projet éolien en construction en France et n'a à ce jour aucune indication que les conditions de clôture ne seront pas respectées par l'ensemble des parties.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Disponibilité des capitaux</p> <p>Exécution des contreparties</p>

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les 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, le Bénéfice net (la Perte nette) ajusté(e), 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 au « Bénéfice net (à la Perte nette) ajusté(e) » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : profit net latent (perte nette latente) sur instruments financiers; perte réalisée (profit réalisé) sur instruments financiers dérivés, radiation de frais de développement liés aux projets, charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus, et quote-part de la perte nette latente (du profit net latent) sur les instruments financiers dérivés des coentreprises, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques, par exemple le risque de taux d'intérêt et le risque de change. La comptabilisation des dérivés selon les Normes internationales d'information financière exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de celle-ci soient inscrites au compte de résultat. L'application de cette norme comptable donne lieu à une volatilité importante des résultats découlant de l'utilisation des dérivés. Le Bénéfice net (la Perte nette) ajusté(e) de la Société vise à éliminer l'incidence des règles de l'évaluation à la valeur de marché sur les instruments financiers dérivés et celle de la radiation des frais de développement liés aux projets sur les résultats de la Société.

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,

RAPPORT DE GESTION

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

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 qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition), 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 et le Bénéfice net (la Perte nette) ajusté(e) ne doivent pas être considérés 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.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

Des renseignements supplémentaires concernant la Société, notamment sa *Notice annuelle*, sont accessibles par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à l'adresse www.sedar.com ou sur le site Web de la Société à l'adresse 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.

RAPPORT DE GESTION

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

VUE D'ENSEMBLE

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités dans les projets d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire photovoltaïque (« PV ») qui bénéficient de faibles frais opérationnels et de gestion, ainsi que de technologies simples et éprouvées.

Portefeuille d'actifs

En date du présent rapport de gestion, la Société détient des participations dans trois groupes de projets de production d'électricité :

- 43 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et juillet 2016, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 8,1 années. Elles vendent l'électricité produite en vertu de Contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 17,9 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- un projet qui a une date prévue de mise en service d'ici la fin de 2016 et deux projets dont la mise en service est prévue pour le premier et le deuxième trimestres de 2017 (collectivement, les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour ces trois projets;
- 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 :	624.8 MW	106.7 MW	1,000.0 MW
Puissance nette ¹ :	487.7 MW	71.1 MW	900.0 MW
Éolien			
Puissance brute :	700.9 MW	150.0 MW	2,450.0 MW
Puissance nette ¹ :	296.6 MW	75.0 MW	2,300.0 MW
Solaire			
Puissance brute :	33.2 MW	-	80.0 MW
Puissance nette ¹ :	33.2 MW	-	80.0 MW
Total			
Puissance brute :	1358.9 MW	256.7 MW	3,530.0 MW
Puissance nette ¹ :	817.5 MW	146.1 MW	3,280.0 MW

1. La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à la Société en fonction de sa participation dans ces installations et projets, la puissance restante étant attribuable à la propriété des partenaires.

RAPPORT DE GESTION

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

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société est de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité, lesquelles génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque et lesquelles installations permettent de distribuer un dividende stable.

Politique de dividende

La Société verse actuellement un dividende annuel de 0,64 \$ 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, la marge sur le BAIIA ajusté, le Bénéfice net (la Perte nette) ajusté(e), 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 29 centrales hydroélectriques localisées sur 26 bassins versants, 13 parcs éoliens et 1 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'illustre le tableau suivant :

En GWh et %	Production moyenne à long terme consolidée ¹								
	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	357,9	14 %	919,6	35 %	789,8	30 %	523,4	20 %	2 590,7
ÉOLIEN	269,2	32 %	177,0	21 %	141,6	17 %	258,0	31 %	845,9
SOLAIRE ²	7,2	19 %	12,4	33 %	12,5	33 %	5,7	15 %	37,9
Total	634,3	18 %	1 109,0	32 %	944,0	27 %	787,1	23 %	3 474,4

1. PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 9 novembre 2016. La PMLT est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, laquelle est présentée à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

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

RAPPORT DE GESTION

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

MISE À JOUR AU TROISIÈME TRIMESTRE

Sommaire des résultats opérationnels et financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
PRODUCTION				
Production d'électricité (MWh)	831 840	777 975	2 672 678	2 340 575
PMLT (MWh)	924 439	849 747	2 526 725	2 363 711
Production en proportion de la PMLT	90 %	92 %	106 %	99 %
RÉSULTATS				
Produits	69 255	62 680	219 520	190 578
BAIIA ajusté	51 176	48 550	165 720	144 920
Marge du BAIIA ajusté	73,9 %	77,5 %	75,5 %	76,0 %
Bénéfice net (Perte nette)	409	1 316	23 282	(13 988)
DIVIDENDES				
Dividendes déclarés par action privilégiée de catégorie A	0,2255	0,3125	0,6765	0,9375
Dividendes déclarés par action privilégiée de catégorie C	0,359375	0,359375	1,078125	1,078125
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,160	0,155	0,480	0,465

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la PMLT s'est établie à 90 % en raison principalement des résultats inférieurs à la moyenne pour le secteur hydroélectrique. La production a augmenté de 7 %, les produits se sont accrus de 10 % et le BAIIA ajusté a progressé de 5 % comparativement à la même période l'an dernier. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'amélioration du rendement de la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique ("C.-B."), comparativement à une production exceptionnellement faible pendant la même période l'an dernier, et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises (soit la centrale hydroélectrique Tretheway Creek en C.-B. mise en service en novembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B. acquise en février 2016, les sept entités françaises acquises en avril 2016 et la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service en juillet 2016), qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime hydrologique et du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la PMLT s'est établie à 106 % en raison principalement des résultats supérieurs à la moyenne pour tous les régimes, à l'exception du régime hydrologique en Ontario et du régime éolien en France. La production a augmenté de 14 %, les produits se sont accrus de 15 % et le BAIIA ajusté a progressé de 14 % comparativement à la même période l'an dernier. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'amélioration du rendement de la plupart des centrales hydroélectriques en C.-B. et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises mentionnées plus haut, qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

La Société a réalisé un bénéfice net de 0,4 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, comparativement à un bénéfice net de 1,3 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution du bénéfice net de 0,9 M\$ est principalement attribuable à l'augmentation des dépenses découlant principalement des installations mises en service ou acquises récemment par la Société et à l'augmentation des charges liées aux Projets potentiels, partiellement compensées par l'augmentation de 6,6 M\$ des produits, la diminution de la perte nette sur Dérivés et la baisse de la charge d'impôt. Plus précisément concernant l'impact des Dérivés, pour le même trimestre l'an dernier, la Société a enregistré une perte réalisée sur Dérivés de 27,0 M\$, laquelle a été partiellement contrebalancée par un profit net latent de 24,3 M\$ sur instruments financiers dérivés, comparativement à aucun profit net réalisé et une perte nette latente de 1,3 M\$ sur Dérivés au présent trimestre.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a enregistré un bénéfice net de 23,3 M\$, comparativement à une perte nette de 14,0 M\$ pour la même période en 2015. L'augmentation de 37,3 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par l'augmentation de 28,9 M\$ des produits et par la baisse de la perte nette sur Dérivés, qui ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation des dépenses découlant principalement des installations mises en service ou acquises récemment par la Société, l'augmentation de 2,5 M\$ des charges liées aux Projets potentiels et la charge d'impôt plus importante de 11,1 M\$. Plus précisément, concernant l'impact des Dérivés pour la même période l'an dernier, la Société a enregistré une perte réalisée

RAPPORT DE GESTION

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

sur Dérivés de 119,6 M\$, laquelle a été partiellement contrebalancée par un profit net latent de 79,4 M\$ sur instruments financiers dérivés, comparativement à un profit net latent de 2,1 M\$ sur Dérivés pour la présente période de neuf mois.

Bénéfice net (Perte nette) ajusté(e)

Le Bénéfice net (la Perte nette) ajusté(e), une mesure non conforme aux IFRS, est un indicateur de rendement important utilisé par la Société pour évaluer ses résultats d'exploitation et dresser un portrait plus précis de ses résultats d'exploitation dans le secteur des énergies renouvelables.

Incidence sur le bénéfice net (la perte nette) des Dérivés	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net (perte nette)	409	1 316	23 282	(13 988)
<i>Ajouter (Déduire) :</i>				
Perte nette latente (Profit net latent) sur instruments financiers	1 312	(24 325)	(2 120)	(79 406)
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	26 984	—	119 557
(Économie) charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	(451)	(321)	748	(9 820)
Quote-part de la perte nette latente sur instruments financiers des coentreprises, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	61	293	765	1 189
Bénéfice net ajusté	1 331	3 947	22 675	17 532

Exclusion faite des profits et pertes sur Dérivés ainsi que de l'impôt sur le revenu qui s'y rapporte, le bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016 se serait établi à 1,3 M\$, comparativement à un bénéfice net de 3,9 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution du bénéfice net pendant la période de trois mois s'explique principalement par l'augmentation des dépenses découlant principalement des installations mises en service ou acquises récemment et par l'augmentation des charges liées aux Projets potentiels, partiellement compensées par l'augmentation de 6,6 M\$ des produits.

Exclusion faite des profits et pertes sur Dérivés ainsi que de l'impôt sur le revenu qui s'y rapporte, le bénéfice net pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 se serait établi à 22,7 M\$, comparativement à un bénéfice net de 17,5 M\$ en 2015, en raison également de l'accroissement des produits de 28,9 M\$, partiellement contrebalancé par la hausse des charges d'exploitation, des charges financières et de l'amortissement due principalement aux installations mises en service ou acquises récemment par la Société, ainsi que par la hausse des charges liées aux Projets potentiels.

Ratio de distribution

	Périodes de 12 mois closes le 30 septembre	
	2016	2015
Flux de trésorerie disponibles ¹	75 847	84 217
Ratio de distribution ¹	89 %	74 %

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 2016, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 89 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 74 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation négative est principalement attribuable à la baisse des Flux de trésorerie disponibles et au nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées au Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innnergex, de l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions de même qu'en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes, partiellement contrebalancés par l'achat et l'annulation de 483 876 actions dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT ET ACTIVITÉS DE MISE EN SERVICE

Le 29 juillet 2016, la centrale hydroélectrique Big Silver Creek a été mise en exploitation en Colombie-Britannique.

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>								
Big Silver Creek	100,0	40,6	139,8	40	206,0	206,1	17,2	14,5

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.

Big Silver Creek

Au troisième trimestre, la Société a mis en exploitation la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek, de 40,6 MW, située en Colombie-Britannique ("C.-B."). La centrale Big Silver Creek est située sur des terres de la Couronne, à environ 40 km au nord de Harrison Hot Springs, Colombie-Britannique. La construction a commencé en juin 2014 et a été achevée en juillet 2016, plus tôt que prévu et conformément au budget. Le certificat de date de mise en service ("MS") a été approuvé par BC Hydro avec une date de mise en service du 29 juillet 2016. La production annuelle moyenne de Big Silver Creek devrait atteindre 139 800 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter plus de 12 700 foyers.

À sa première année complète d'exploitation, la centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté estimés respectivement à 17,2 M\$ et 14,5 M\$. La légère diminution des produits prévus et du BAIIA ajusté par rapport aux données antérieures est attribuable à la baisse de l'inflation observée au cours des dernières années. Toute l'électricité que la centrale produit 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. 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Activités de construction

Plus tôt en 2016, la Société a enregistré une augmentation considérable de la PMLT estimée brute pour Mesgi'g Ugju's'n, qui a donné lieu à des produits prévus plus élevés de 4,6 M\$ et à un BAIIA ajusté supérieur de 4,5 M\$, comme il est expliqué plus en détail ci-après. À la fin de 2015, la Société a réexaminé les coûts totaux prévus pour achever les Projets en développement.

Au 30 septembre 2016, la Société ne prévoyait aucun autre changement des coûts totaux de projets. Par conséquent, ces coûts s'établissaient comme suit :

PROJETS EN CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS	PMLT brute estimée ^{1,2} (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année		
						Estimés ¹ (M\$)	Au 30 sept. (M\$)	Produits ¹ (M\$)	BAIIA ajusté ¹ (M\$)	
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>										
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2017 ⁴	334,0	40	327,1 ³	301,0 ³	33,0 ³	27,5 ³	
Boulder Creek	66,7	25,3	2017 ⁴	92,5	40	124,1 ³	105,3 ³	9,0 ³	7,5 ³	
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>										
Mesgi'g Ugju's'n	50,0	150,0	2016	562,5	20	305,0 ³	255,9 ³	59,6 ³	52,5 ³	
		256,7		989,0		756,2	662,2	101,6	87,5	

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. Ces estimations sont à jour en date du rapport de gestion.

2. 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.

3. Correspond à 100 % de cette installation.

4. La MS du projet hydroélectrique Upper Lillooet River devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017 et celle du projet hydroélectrique Boulder Creek au deuxième trimestre de 2017. La mise en service a été retardée en raison du feu de forêt qui a forcé l'arrêt des travaux de construction à l'été 2015. BC Hydro a déterminé que le feu de forêt constituait un cas de force majeure et a confirmé que la mise en service pouvait être en conséquence reportée de 98 jours. Si le feu de forêt entraîne quand même des conséquences financières, les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek devraient être indemnisés pour de tels retards en vertu de leur couverture d'assurance.

Upper Lillooet River et Boulder Creek

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 clôture d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme pour les deux projets, qui ont reçu le prix du financement 2015 de *Clean Energy BC* et le prix de financement de projets hydroélectriques 2016 du magazine *World Finance*.

En date du présent rapport de gestion, les travaux d'excavation, de consolidation et de nettoyage, incluant la fosse à débris, du tunnel à Upper Lillooet sont maintenant terminés. Les travaux hydromécaniques pour la prise d'eau du projet, retardés en raison d'arrêts dus à des risques de glissement de terrain, devraient être terminés en novembre. L'installation des turbines et de l'équipement de production de la centrale est presque finie, et il reste l'équipement auxiliaire et les contrôles à réaliser. Le transformateur et le poste extérieur sont presque achevés. La demande d'autorisation pour commencer la dérivation à Upper Lillooet est examinée par les agences concernées, et l'autorisation devrait être accordée à la mi-novembre.

L'excavation du tunnel à Boulder Creek a été achevée à la fin d'août, et les travaux de nettoyage ainsi que la finalisation des ouvrages de soutien vont bon train. L'installation de la paroi d'étanchéité devrait débuter à la mi-novembre. Les travaux de génie civil et hydromécaniques pour la prise d'eau sont terminés; il reste les travaux électriques et les contrôles à réaliser. La demande d'autorisation pour commencer la dérivation a été déposée auprès des agences concernées pour approbation.

La ligne de transmission conjointe sera bientôt terminée et entrera en service à la mi-novembre.

Le processus de demande de règlement d'assurance relativement au feu de forêt se poursuit lentement, et des acomptes sont versés. L'assureur a mandaté un consultant pour revoir les calendriers et la progression des projets. 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Mesgi'g Ugnu's'n

Les travaux de construction de ce parc éolien ont débuté en mai 2015. Le 28 septembre 2015, la Société et son partenaire, les communautés Mi'gmaq du Québec, ont annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 311,7 M\$ en prêts à la construction et à terme pour ce projet.

En date du présent rapport de gestion, toutes les routes d'accès, les plateformes de grue, les fondations des éoliennes et le système collecteur électrique étaient en place. Toutes les éoliennes ont été livrées et toutes les composantes majeures des éoliennes ont été érigées. Les travaux d'achèvement électriques et mécaniques et la mise en service des éoliennes sont en cours. Le poste d'interconnexion électrique des transformateurs jumeaux a été installé et énergisé. La Société s'attend à ce que le projet soit mis en exploitation, dans les limites du budget, à la fin de 2016.

Comme nous l'avons indiqué dans le rapport de gestion du trimestre précédent, la Société a révisé à la hausse les prévisions annuelles pour la PMLT estimée brute, soit de 515 GWh à 562,5 GWh, ce qui correspond à une hausse d'environ 9 %. La révision de la PMLT estimée brute du parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n se traduira par une augmentation de 3,2 M\$ des Flux de trésorerie disponibles prévus attribués à Innergex. Innergex a droit à 70 % environ du total des flux de trésorerie disponibles qui seront générés par le projet pour 2017.

PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de 3 280 MW (puissance brute de 3 530 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement.

Certains Projets potentiels visent des appels d'offres futurs annoncés, à titre d'exemple la demande de déclarations d'intérêt d'entreprises autochtones pour un total ne pouvant dépasser 40 MW d'énergie renouvelable liés à plusieurs projets situés au Nouveau-Brunswick. Par ailleurs, le gouvernement de la Saskatchewan prévoit lancer un appel d'offres initial portant sur 100-200 MW de nouvelle énergie éolienne au début de 2017. En septembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il avait pour cible que, d'ici 2030, 30 % de l'électricité consommée en Alberta provienne de sources renouvelables, comme les énergies éolienne, hydroélectrique et solaire. À cette fin, la province a l'intention de soutenir des capacités d'énergie renouvelables supplémentaires de 5 000 MW. En Ontario, le gouvernement a pour le moment annulé la deuxième phase du processus d'approvisionnement pour les grands projets d'énergie renouvelable.

D'autres Projets potentiels, dans d'autres juridictions, pourront faire l'objet d'appels d'offres futurs, toutefois non 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.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour le dernier trimestre s'est établie à 90 % par rapport à la PMLT, en raison principalement des résultats inférieurs à la moyenne dans le secteur hydroélectrique en Colombie-Britannique.

La production a augmenté de 7 %, les produits se sont accrus de 10 % et le BAIIA ajusté a progressé de 5 % pendant le trimestre. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'amélioration du rendement de la plupart des centrales hydroélectriques en C.-B. par rapport au même trimestre de l'exercice précédent et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime hydrologique et du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Les résultats d'exploitation de la Société pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 sont comparés aux résultats d'exploitation des périodes correspondantes en 2015.

RAPPORT DE GESTION

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

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	2016				2015			
	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	176 674	180 225	98 %	71,06	205 081	180 225	114 %	67,82
Ontario	3 028	8 233	37 %	64,22	10 354	8 233	126 %	65,53
Colombie-Britannique	478 033	565 124	85 %	76,47	400 651	519 156	77 %	75,74
États-Unis	15 215	16 694	91 %	108,37	14 481	16 694	87 %	110,37
Total partiel	672 950	770 275	87 %	75,72	630 567	724 308	87 %	73,79
ÉOLIEN								
Québec	125 638	112 805	111 %	80,03	134 377	112 803	119 %	79,45
France	19 333	28 814	67 %	124,16	—	—	— %	—
Total partiel	144 970	141 619	102 %	85,91	134 377	112 803	119 %	79,45
SOLAIRE								
Ontario	13 920	12 545	111 %	420,00	13 031	12 636	103 %	420,00
Total	831 840	924 439	90 %	83,25	777 975	849 747	92 %	80,57

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 2016, les installations de la Société ont produit 832 GWh, soit 90 % par rapport à la PMLT de 924 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 87 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans tous les marchés. Globalement, les parcs éoliens ont produit 102 % de leur PMLT, en raison du régime de vent supérieur à la moyenne au Québec, partiellement contrebalancé par le régime éolien inférieur à la moyenne en France. Le parc solaire Stardale a produit 111 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. Pour un complément d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

RAPPORT DE GESTION

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

L'augmentation de la production de 7 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à la production supérieure à l'année précédente à la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique pendant le trimestre et, dans une moindre mesure, à l'apport des installations mises en service ou acquises récemment, soit la centrale hydroélectrique Tretheway Creek en C.-B. mise en service en novembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B. acquise en février 2016, les sept entités françaises acquises en avril 2016 et la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service en juillet 2016, qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime hydrologique et du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	2016				2015			
	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	527 761	518 444	102 %	79,44	545 285	518 445	105 %	74,17
Ontario	40 091	53 332	75 %	65,41	49 771	53 332	93 %	67,33
Colombie-Britannique	1 496 882	1 355 657	110 %	74,56	1 152 409	1 248 760	92 %	76,16
États-Unis	44 113	41 577	106 %	90,07	40 374	41 577	97 %	89,43
Total partiel	2 108 847	1 969 010	107 %	75,94	1 787 839	1 862 114	96 %	75,60
ÉOLIEN								
Québec	486 054	469 215	104 %	80,20	519 515	469 213	111 %	79,80
France	41 616	56 349	74 %	125,25	—	—	— %	—
Total partiel	527 670	525 564	100 %	83,75	519 515	469 213	111 %	79,80
SOLAIRE								
Ontario	36 161	32 151	112 %	420,00	33 221	32 384	103 %	420,00
Total	2 672 678	2 526 725	106 %	82,13	2 340 575	2 363 711	99 %	81,42

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 2016, les installations de la Société ont produit 2 673 GWh, soit 106 % par rapport à la PMLT de 2 527 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 107 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés, à l'exception de l'Ontario. Globalement, les parcs éoliens ont produit 100 % de leur PMLT, en conséquence du régime éolien supérieur à la moyenne au Québec, mais inférieur à la moyenne en France. Le parc solaire Stardale a produit 112 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur 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 14 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux débits d'eau supérieurs en C.-B., partiellement contrebalancés par une diminution des débits d'eau au Québec et en Ontario et une diminution du régime éolien au Québec.

La performance globale des installations de la Société pour la période close le 30 septembre 2016 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

RAPPORT DE GESTION

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

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre				Périodes de neuf mois closes le 30 septembre			
	2016		2015		2016		2015	
Produits	69 255	100,0%	62 680	100,0%	219 520	100,0%	190 578	100,0%
Charges d'exploitation	12 170	17,6%	9 406	15,0%	35 785	16,3%	29 753	15,6%
Frais généraux et administratifs	2 915	4,2%	2 992	4,8%	10 546	4,8%	10 890	5,7%
Charges liées aux Projets potentiels	2 994	4,3%	1 732	2,8%	7 469	3,4%	5 015	2,6%
BAlIA ajusté	51 176	73,9%	48 550	77,5%	165 720	75,5%	144 920	76,0%
Charges financières	24 923		22 075		69 025		63 032	
Autres (produits) charges, montant net	(224)		27 200		(631)		119 679	
Amortissements	23 116		18 793		64 688		56 371	
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises (note 1)	416		352		393		(704)	
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	1 312		(24 325)		(2 120)		(79 406)	
Charge (économie) d'impôt	1 224		3 139		11 083		(64)	
Bénéfice net (perte nette)	409		1 316		23 282		(13 988)	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	3 419		5 804		26 132		(532)	
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 010)		(4 488)		(2 850)		(13 456)	
	409		1 316		23 282		(13 988)	
Bénéfice net (perte nette) par action - de base (\$)	0,02		0,04		0,20		(0,06)	

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 2016, la Société a enregistré des produits de 69,3 M\$, comparativement à des produits de 62,7 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015. Cette augmentation de 10 % est attribuable principalement à l'amélioration du rendement de la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique par rapport à la même période l'an dernier et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises (soit la centrale hydroélectrique Tretheway Creek en C.-B. mise en service en novembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B. acquise en février 2016, l'Acquisition en France réalisée en avril 2016 et la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service au cours du trimestre), qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime hydrologique et du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario. Le rythme d'augmentation supérieur des produits par rapport à la production s'explique par le fait qu'une partie de la production est vendue à un prix plus élevé.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a enregistré des produits de 219,5 M\$, en comparaison d'un montant de 190,6 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015. Cette augmentation de 15 % est attribuable principalement aux meilleurs résultats dans tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec.

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 mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la Société a constaté des charges d'exploitation de 12,2 M\$ et 35,8 M\$ respectivement (9,4 M\$ et 29,8 M\$ respectivement en 2015). L'augmentation de 29 % pour le trimestre et celle de 20 % pour la période de neuf mois

RAPPORT DE GESTION

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

sont attribuables essentiellement aux niveaux de production et à des réparations et des travaux d'entretien en Colombie-Britannique, ainsi qu'à l'ajout de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek, à celui de la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B., à l'Acquisition en France et à l'ajout de la centrale Big Silver Creek en C.-B., ainsi qu'aux coûts variables qui y sont associés.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, ces frais ont totalisé 2,9 M\$ et 10,5 M\$ respectivement (3,0 M\$ et 10,9 M\$ respectivement en 2015). La diminution de 3 % pour le trimestre et pour la période de neuf mois reflète principalement l'affectation de ressources à l'expansion sur les marchés internationaux et aux acquisitions, qui sont comptabilisées dans les charges liées aux Projets potentiels et les coûts de transaction.

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 a décidé de faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, ces charges ont totalisé 3,0 M\$ et 7,5 M\$ respectivement (1,7 M\$ et 5,0 M\$ respectivement en 2015). L'augmentation de 73 % pour le trimestre et celle de 49 % pour la période de neuf mois sont liées principalement à la progression de plusieurs Projets potentiels en vue d'explorer des occasions sur de nouveaux marchés internationaux ainsi qu'aux appels d'offres et aux déclarations d'intérêt en cours ou futurs dans les provinces canadiennes.

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 les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi respectivement à 51,2 M\$ et 165,7 M\$, comparativement à 48,6 M\$ et 144,9 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier. L'augmentation de 5 % pour le trimestre et celle de 14 % pour la période de neuf mois sont principalement attribuables à la hausse de la production et des produits, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et des charges liées aux Projets potentiels. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a diminué pour passer de 77,5 % à 73,9 % pour le trimestre et de 76,0 % à 75,5 % pour la période de neuf mois en raison principalement de l'augmentation des charges d'exploitation et des ressources financières affectées aux Projets potentiels.

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'accroissement de la dette à long terme et des débetures convertibles, la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, les charges financières ont totalisé 24,9 M\$ (22,1 M\$ en 2015). L'augmentation est principalement attribuable à l'accroissement des intérêts débiteurs sur la dette à long terme découlant de la mise en service des centrales hydroélectriques Tretheway Creek et Big Silver Creek en C.-B. et de l'Acquisition en France, partiellement contrebalancée par la baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel qui s'explique par une inflation inférieure pendant la période.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les charges financières ont totalisé 69,0 M\$ (63,0 M\$ en 2015). L'augmentation est principalement attribuable aux charges liées aux installations récemment mises en service ou acquises (soit les projets hydroélectriques Tretheway Creek et Big Silver Creek en C.-B. mis en service respectivement en novembre 2015 et en juillet 2016, et l'Acquisition en France) et à l'accroissement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel qui s'explique par une hausse de l'inflation pendant la période.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 4,93 % au 30 septembre 2016 (5,17 % au 30 septembre 2015).

Autres (produits) charges, montant net

Le *montant net des autres produits ou charges* comprend les coûts de transaction, la perte réalisée sur instruments financiers dérivés, la perte (profit) de change réalisé(e), le montant net des autres produits et la reprise de la perte de valeur des prêts. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé un montant net des autres produits de 0,2 M\$ et 0,6 M\$ respectivement (un montant net des autres charges de 27,2 M\$ et 119,6 M\$ respectivement en 2015). La baisse importante du montant net des autres charges pour le trimestre et la période de neuf mois découle principalement du fait que la Société n'a enregistré aucun profit réalisé pendant ces périodes, comparativement à une perte

RAPPORT DE GESTION

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

réalisée de 27,0 M\$ et 119,6 M\$ respectivement pour les mêmes périodes l'an dernier par suite du règlement des contrats sur obligations à terme à la clôture des financements des projets Big Silver Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet et Mesgi'g Ugju's'n.

Amortissements

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la *dotation aux amortissements* a totalisé 23,1 M\$ et 64,7 M\$ respectivement (18,8 M\$ et 56,4 M\$ respectivement en 2015). L'augmentation est principalement attribuable à la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service en novembre 2015, à la centrale Walden North en C.-B. acquise en février 2016, à l'Acquisition en France réalisée en avril 2016 et à la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service pendant le trimestre.

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

Pour chacune des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé une quote-part de la perte nette des coentreprises de 0,4 M\$ (quote-part de la perte nette de 0,4 M\$ et quote-part du bénéfice net de 0,7 M\$ respectivement en 2015). Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers

La Société utilise des *Dérivés* pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir et réduire celle au risque de hausse du taux de change, protégeant ainsi la valeur économique de ses projets.

Depuis octobre 2014, la Société utilise dans la mesure du possible la comptabilité de couverture pour les nouveaux Dérivés et a décidé de l'utiliser également depuis le 1^{er} avril 2015 dans le traitement de ses 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 sont 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 la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers de 1,3 M\$, en raison principalement d'une perte constatée sur le swap de taux de change découlant d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro, partiellement compensée par un profit net latent sur les swaps de taux d'intérêt.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers de 2,1 M\$, en raison principalement d'un profit sur les swaps de taux d'intérêt, partiellement contrebalancé par une perte nette latente sur le swap de taux de change découlant essentiellement d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro.

Pour les périodes de trois mois 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, pour le projet Big Silver Creek, en juin, et pour le projet Mesgi'g Ugju's'n, en septembre.

Pour la période close le 30 septembre 2016, la Société n'avait aucun Dérivé devant être réglé à la clôture d'un financement, étant donné que les financements de tous les Projets en développement ont été mis en place en 2015.

Charge (économie) d'impôt

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 1,0 M\$ (0,8 M\$ en 2015) et une charge d'impôt différée de 0,2 M\$ (charge d'impôt différée de 2,3 M\$ en 2015). La baisse de la charge d'impôt différée pour le trimestre s'explique principalement par la diminution du bénéfice avant impôt sur le résultat. La comptabilisation d'une charge d'impôt différée au lieu d'une charge d'impôt exigible en 2015 s'expliquait principalement par l'existence de pertes fiscales accumulées.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 2,5 M\$ (2,5 M\$ en 2015) et une charge d'impôt différée de 8,6 M\$ (économie d'impôt différée de 2,5 M\$ en 2015). La charge d'impôt différée s'explique principalement par la comptabilisation d'un bénéfice comptable avant impôt découlant des activités courantes de la Société. L'économie d'impôt différée pour la même période l'an dernier s'expliquait principalement par une perte réalisée de 119,6 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, à la clôture du financement de ces projets, partiellement contrebalancé par un profit net latent de 79,4 M\$ sur Dérivés découlant du renversement de la perte latente comptabilisée au règlement des Dérivés.

Bénéfice net (perte nette)

Pour le trimestre, la Société a enregistré un *bénéfice net* de 0,4 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,02 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 1,3 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,04 \$ par action) dans le trimestre. La diminution du bénéfice net de 0,9 M\$ est principalement attribuable à l'augmentation des dépenses découlant principalement des installations mises en service ou acquises récemment par la Société et à l'augmentation des charges liées aux Projets potentiels, partiellement compensées par l'augmentation de 6,6 M\$ des produits, la diminution de la perte nette sur Dérivés et la baisse de la charge d'impôt. Plus précisément concernant l'impact des Dérivés, pour le même trimestre l'an dernier, la Société a enregistré une perte réalisée sur Dérivés de 27,0 M\$, laquelle a été partiellement contrebalancée par un profit net latent de 24,3 M\$ sur instruments financiers, comparativement à aucun profit net réalisé et une perte nette latente de 1,3 M\$ sur Dérivés au présent trimestre.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a enregistré un bénéfice net de 23,3 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,20 \$ par action), comparativement à une perte nette de 14,0 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,06 \$ par action) en 2015. L'augmentation de 37,3 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par l'augmentation de 28,9 M\$ des produits et par la baisse de la perte nette sur Dérivés, qui ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation des dépenses découlant principalement des installations mises en service ou acquises récemment, l'augmentation de 2,5 M\$ des charges liées aux Projets potentiels et la charge d'impôt plus importante de 11,1 M\$. Plus précisément concernant l'impact des Dérivés pour la même période l'an dernier, la Société a enregistré une perte réalisée sur Dérivés de 119,6 M\$, laquelle a été partiellement contrebalancée par un profit net latent de 79,4 M\$ sur instruments financiers dérivés, comparativement à un profit net latent de 2,1 M\$ sur Dérivés pour la présente période de neuf mois.

RAPPORT DE GESTION

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

Principaux éléments qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, comparativement au bénéfice net pour la période correspondante en 2015

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	2 626	En raison principalement de l'augmentation de la production et des produits, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et des charges liées aux Projets potentiels.
Autres (produits) charges, montant net	27 424	En raison principalement de l'absence de profit réalisé pendant le trimestre sur les instruments financiers dérivés, comparativement à une perte réalisée de 24,3 M\$ pour la même période l'an dernier par suite du règlement des contrats à terme sur obligations pour Mesgi'g Ugnu's'n, à la clôture du financement du projet.
Éléments principaux - Incidence négative	Change	Explications
Charges financières	2 848	En raison principalement des dépenses liées aux installations récemment mises en service ou acquises, partiellement contrebalancée par la baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel attribuable à une inflation inférieure pendant la période.
Amortissements	4 323	En raison principalement de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service en novembre 2015, de l'Acquisition en France réalisée en avril 2016 et de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service pendant le trimestre.
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	25 637	En raison principalement de la mise en application de la comptabilité de couverture pour la quasi-totalité des instruments financiers de la Société, l'incidence de la perte nette latente sur instruments financiers est moins importante au cours du trimestre. La Société a comptabilisé une perte nette latente sur Dérivés de 1,3 M\$, en raison principalement d'une perte constatée suite à la hausse des taux de change sur les contrats de couverture de la Société visant à réduire le risque de change, perte qui a été partiellement compensée par un profit net latent sur les swaps de taux d'intérêt découlant de l'application de la comptabilité de couverture.

RAPPORT DE GESTION

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

Principaux éléments qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, comparativement à la perte nette pour la période correspondante en 2015

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	20 800	En raison principalement de l'augmentation de la production et des produits, partiellement contrebalancée par les charges d'exploitation et les charges liées aux Projets potentiels.
Autres (produits) charges, montant net	120 310	En raison principalement de l'absence de profit réalisé sur les Dérivés au cours du trimestre, comparativement à une perte réalisée de 119,6 M\$ pour la même période l'an dernier par suite du règlement des contrats à terme sur obligations à la clôture du financement des projets Big Silver Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet et Mesgi'g Ugju's'n.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	5 993	En raison principalement des dépenses liées aux installations récemment mises en service ou acquises et de la hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel attribuable à une inflation supérieure pendant la période.
Amortissements	8 317	En raison principalement de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service en novembre 2015, de la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B. acquise en février 2016, de l'Acquisition en France réalisée en avril 2016 et de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service pendant le trimestre.
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	77 286	En raison principalement de la mise en application de la comptabilité de couverture pour la quasi-totalité des instruments financiers de la Société, l'incidence du profit net latent sur instruments financiers est moins importante pour la période des neuf premiers mois de l'année. La Société a comptabilisé un profit net latent de 2,1 M\$, en raison principalement de la hausse des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2015. Pour la période correspondante l'an dernier, la Société a comptabilisé un profit net latent sur Dérivés de 79,4 M\$, découlant principalement du renversement de la perte latente comptabilisée au 31 décembre 2014, par suite du règlement des contrats à terme sur obligations parallèlement à la clôture des financements pour les projets Boulder Creek, Upper Lillooet, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n, qui a plus que contrebalancé les pertes latentes sur instruments financiers dérivés découlant de la baisse des taux d'intérêt de référence durant la période correspondante de 2015.
Charge d'impôt différée	11 105	En raison principalement de la comptabilisation d'un bénéfice comptable avant impôt sur le résultat découlant des activités courantes de la Société. L'économie d'impôt différée de la même période l'an passé était attribuable principalement à une perte réalisée de 119,6 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant 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 des financements de ces projets, partiellement compensée par un profit net latent sur Dérivés de 79,4 M\$ découlant de la reprise de la perte latente comptabilisée par suite du règlement des Dérivés.

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., à la Société en commandite Innergex Europe (2015), à l'entité Cayoose Creek Power Limited Partnership et à leurs commandités respectifs. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la Société a affecté des pertes de 3,0 M\$ et 2,9 M\$ respectivement aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 4,5 M\$ et 13,5 M\$ respectivement en 2015). Un complément d'information est présenté à la rubrique « Filiales à moins de 100 % ».

RAPPORT DE GESTION

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

Nombre d'actions ordinaires en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	108 021	102 975	106 451	101 712
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires ¹	1 070	192	866	302
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	109 091	103 167	107 317	102 014

1. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la totalité des 3 457 432 options sur actions (1 785 684 des 3 425 684 options sur actions pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015) avaient un effet dilutif. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, 3 331 684 des 3 457 432 options sur actions (la totalité des 3 425 684 options sur actions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015) avaient un effet dilutif. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 6 666 667 actions n'avait un effet dilutif pour les mêmes périodes en 2015).

Titres de participation de la Société

Au	9 novembre 2016	30 septembre 2016	30 septembre 2015
Nombre d'actions ordinaires	108 181 592	108 116 175	104 350 670
Nombre de Débetures convertibles à 4,25 %	100 000	100 000	100 000
Nombre d'Actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'Actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	3 457 432	3 457 432	3 425 684

En date du présent rapport de gestion et depuis le 30 septembre 2016, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

L'augmentation du nombre d'actions ordinaires au 30 septembre 2016 et depuis le 30 septembre 2015 est attribuable principalement à l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées au Groupe Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex, à l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions de même qu'en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes, partiellement contrebalancés par l'achat et l'annulation de 483 876 actions dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société. Par ailleurs, l'augmentation du nombre d'options sur actions en circulation depuis le 30 septembre 2015, est attribuable principalement à l'émission de 125 748 options sur actions aux employés d'Innergex, partiellement contrebalancée par l'exercice de 94 000 options sur actions.

LIQUIDITÉ ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 104,7 M\$, comparativement à des fonds affectés de 0,8 M\$ pour la même période l'an dernier. Au cours de la période de neuf mois, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 147,9 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 242,3 M\$, principalement aux fins du paiement des travaux de construction de ses Projets en développement et de l'acquisition des sept entités françaises. Au 30 septembre 2016, la Société détenait 49,2 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 40,7 M\$ au 31 décembre 2015.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 104,7 M\$ (flux de trésorerie affectés de 0,8 M\$ en 2015). Cette variation de 105,5 M\$ est attribuable principalement à la perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés de 119,6 M\$ en 2015.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 147,9 M\$ (flux de trésorerie générés de 340,3 M\$ en 2015). Les flux de trésorerie générés par les activités de financement découlent principalement de l'augmentation nette de la dette à long terme de 147,1 M\$ et d'un montant de

RAPPORT DE GESTION

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

50,0 M\$ au titre du placement privé d'actions ordinaires d'Innergex auprès de trois entités affiliées au Groupe Desjardins, partiellement contrebalancés par le versement de dividendes de 52,5 M\$ par la Société.

L'augmentation nette de la dette à long terme de 147,1 M\$ résulte principalement de montants supplémentaires de 642,3 M\$ provenant des dettes liées aux Projets en développement, partiellement contrebalancés par le remboursement de 493,0 M\$ au titre de la dette à long terme (y compris la facilité à terme de crédit rotatif).

Utilisation du produit de financement	Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2016	2015
Produit de l'émission de dette à long terme (y compris la facilité à terme de crédit rotatif)	642 267	900 352
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité à terme de crédit rotatif)	(493 007)	(546 813)
Paiement des frais de financement différés	(2 171)	(8 469)
Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme	147 089	345 070
Produit de l'émission d'actions ordinaires	50 000	—
Produit net de l'émission de débentures convertibles	—	95 533
Paiement au titre du rachat de débentures convertibles	—	(41 591)
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires	—	(7 271)
Produit de l'exercice d'options sur actions	1 034	394
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	6 392	—
Génération du produit du financement	204 515	392 135
Acquisitions d'entreprises	(102 795)	—
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	(119 557)
Diminution (augmentation) des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	186 441	(141 355)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve	246	(2 621)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(323 407)	(189 840)
Ajouts aux frais liés au développement de projets	—	(29 104)
Ajouts aux autres actifs non courants	(14 668)	(426)
Utilisation du produit du financement, montant net	(254 183)	(482 903)
Réduction du fonds de roulement	(49 668)	(90 768)

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a emprunté 642,3 M\$ aux fins principalement du paiement des travaux de construction des Projets en développement, pour réduire les prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif, pour la réalisation des acquisitions de la centrale Walden et des sept entités françaises et d'un dépôt en vue de l'acquisition de l'entité française à la mise en service. Elle a également utilisé des liquidités soumises à restrictions de 186,4 M\$ afin de poursuivre la construction des Projets en développement.

Pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la Société avait emprunté 900,4 M\$, principalement pour payer les travaux de construction des Projets en développement, pour réduire les prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif et pour prendre en charge la perte réalisée de 119,6 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Uguju's'n. Elle avait également augmenté ses liquidités soumises à restrictions de 141,4 M\$, l'utilisation de trésorerie aux fins du paiement des travaux de construction pour les Projets en développement ayant été plus que contrebalancée par l'ajout d'un produit reçu au titre des dettes liées aux projets.

RAPPORT DE GESTION

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 242,3 M\$ (363,3 M\$ en 2015). Pendant cette période, les principales activités d'investissement ayant eu une incidence sur les flux de trésorerie ont été les suivantes : les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 323,4 M\$ (décaissement de 189,8 M\$ en 2015); les fluctuations des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ont représenté un encaissement de 186,4 M\$ (décaissement de 141,4 M\$ en 2015), les ajouts aux autres actifs non courants ont représenté un décaissement de 14,7 M\$ (décaissement de 0,4 M\$ en 2015) lié à un dépôt effectué en vue de l'acquisition d'un projet éolien en France et les acquisitions d'entreprises ont représenté un décaissement de 102,8 M\$ (néant en 2015) pour l'acquisition de la centrale Walden et des sept entités françaises. En 2015, la Société avait affecté 29,1 M\$ aux ajouts aux frais liés au développement de projets.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Au 30 septembre 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société s'établissaient à 49,2 M\$ (40,7 M\$ au 31 décembre 2015). Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 8,5 M\$ (diminution de 23,2 M\$ en 2015), en conséquence du résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement.

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	
	2016	2015	2016	2015
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	17 276	16 174	51 215	47 535
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action) ¹	0,1600	0,1550	0,4800	0,4650
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	767	1 063	2 300	3 188
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	0,2255	0,3125	0,6765	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 principalement attribuable à l'augmentation des dividendes, à l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées au Groupe Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex, à l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions de même qu'à l'émission de 249 131 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes, partiellement contrebalancés par le rachat et l'annulation de 483 876 actions en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 16 janvier 2017 :

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 (\$)
09/11/2016	30/12/2016	16/01/2017	0,1600	0,2255	0,359375

Le 24 février 2016, le conseil d'administration a haussé le dividende annuel, payable trimestriellement, que la Société compte distribuer pour le porter de 0,62 \$ à 0,64 \$ par action ordinaire.

SITUATION FINANCIÈRE

Au 30 septembre 2016, l'actif total de la Société s'établissait à 3 465 M\$, le passif total à 2 988 M\$, y compris la dette à long terme de 2 496 M\$, et les capitaux propres à 477,0 M\$. Également au 30 septembre 2016, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 1,19:1,00 (2,15:1,00 au 31 décembre 2015). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 49,2 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 126,3 M\$ et des comptes de réserve de 49,1 M\$. Les changements les plus

RAPPORT DE GESTION

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

importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 :

- Une diminution nette de 177,9 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, en raison principalement des montants utilisés pour payer les travaux de construction des Projets en développement, partiellement contrebalancés par la trésorerie et les équivalents de trésorerie découlant de l'Acquisition en France;
- Une augmentation des immobilisations corporelles de 430,9 M\$, en raison principalement de la construction des Projets en développement, de l'acquisition de la centrale Walden le 25 février 2016 et de l'achat des sept entités françaises le 15 avril 2016, partiellement contrebalancés par l'amortissement pour la période;
- Une augmentation des immobilisations incorporelles de 63,5 M\$, en raison principalement de l'acquisition de la centrale Walden et de l'achat des sept entités françaises, partiellement contrebalancés par l'amortissement pour la période;
- Une augmentation de 13,9 M\$ des autres actifs non courants, en raison principalement d'un dépôt effectué en vue de l'acquisition, à la mise en service, d'un huitième projet éolien en France.

Éléments du fonds de roulement

Au 30 septembre 2016, le fonds de roulement était positif de 35,3 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,19:1,00. Au 31 décembre 2015, le fonds de roulement était positif de 212,2 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 2,15:1,00. La diminution du ratio du fonds de roulement est attribuable principalement à une baisse de 186,4 M\$ des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions.

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 2016, la Société avait prélevé 155,4 M\$ et 13,9 M\$ US à titre d'avances de fonds et 64,7 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

La *trésorerie et les équivalents de trésorerie* s'élevaient à 49,2 M\$ au 30 septembre 2016, comparativement à 40,7 M\$ au 31 décembre 2015. L'augmentation découle principalement des produits plus élevés depuis le début de l'exercice et de l'achat des sept entités françaises.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 126,3 M\$ au 30 septembre 2016, comparativement à 312,7 M\$ au 31 décembre 2015. Cette diminution découle principalement des montants utilisés aux fins du paiement des travaux de construction des Projets en développement.

Les *débiteurs* ont diminué de 37,1 M\$ au 31 décembre 2015 à 35,2 M\$ au 30 septembre 2016, en raison principalement des taxes à la consommation reçues à l'égard de la construction des Projets en développement.

Les *crédeurs et charges à payer* ont diminué de 95,5 M\$ au 31 décembre 2015 à 84,1 M\$ au 30 septembre 2016, en raison principalement du paiement de retenues de garantie au titre de la construction et de crédeurs par les projets Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ujju's'n, partiellement contrebalancé par les activités de construction supplémentaires pour les projets Boulder Creek et Upper Lillooet River.

La *tranche à court terme de la dette à long terme* s'établissait à 65,8 M\$ au 30 septembre 2016, comparativement à 55,0 M\$ au 31 décembre 2015. L'augmentation découle principalement de l'accroissement de la tranche à long terme des emprunts de Stardale et de l'achat des sept entités françaises.

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 48,6 M\$ au 30 septembre 2016, comparativement à 41,5 M\$ au 31 décembre 2015. L'augmentation est attribuable aux réserves obligatoires des sept entités françaises acquises. La disponibilité des fonds des comptes de la

RAPPORT DE GESTION

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

réserve hydrologique/éolienne et de la réserve pour réparations majeures est en grande partie limitée par les conventions de crédit.

Immobilisations corporelles

Les *immobilisations corporelles* sont principalement des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et un parc solaire qui sont en exploitation ou en construction. La Société possédait des immobilisations corporelles de 2 605 M\$ au 30 septembre 2016, comparativement à 2 174 M\$ au 31 décembre 2015. Cette augmentation découle principalement de la construction des Projets en développement, de l'achat de la centrale Walden le 25 février 2016 et de l'acquisition, le 15 avril 2016, de sept projets éoliens situés en France, partiellement contrebalancés par l'amortissement.

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 535,8 M\$ au 30 septembre 2016, comparativement à 472,3 M\$ au 31 décembre 2015. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition de la centrale Walden et de celle des sept projets éoliens situés en France le 15 avril 2016, partiellement contrebalancés par l'amortissement.

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 2016, la Société avait des participations de 7,1 M\$ dans des coentreprises, comparativement à 9,3 M\$ au 31 décembre 2015. Cette diminution de 2,3 M\$ tient compte notamment de distributions pour un montant de 0,1 M\$ faites par la coentreprise Viger-Denonville, s.e.c. à la Société pendant la période et de la comptabilisation d'une distribution de 1,7 M\$ liée à la centrale Umbata Falls. L'autre tranche des distributions de 0,9 M\$ reçues de Viger-Denonville, s.e.c a été comptabilisée dans les autres passifs non courants, tandis que la perte nette de la coentreprise n'a pas été comptabilisée. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information.

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 aux fluctuations du taux de change pour le rapatriement futur des flux de trésorerie de ses activités en France. La Société ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation.

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, s'établissant à 582,9 M\$ au 30 septembre 2016.

Dans le cadre de l'acquisition des parcs éoliens en France, la Société a conclu des contrats de couverture pour réduire le risque de change sur une partie des distributions devant être rapatriées de France au cours des 25 années suivant l'acquisition des sept entités françaises le 15 avril 2016. Le taux de conversion de l'euro en dollars canadiens pour les contrats de change à terme, amortis jusqu'en 2041, est de 1,7575. Ces contrats à terme viennent à échéance en 2018. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu pour 93,5 M€ (164,4 M\$ CA) de contrats de change à terme (aucun contrat de change à terme en euros au 31 décembre 2015).

Toujours dans le cadre de l'acquisition des sept entités françaises, l'un des parcs éoliens détient un contrat de couverture destiné à atténuer le risque de fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. Le swap de taux d'intérêt est amorti dans le temps et vient à échéance en 2030. En date du présent rapport de gestion, l'encours du swap de taux d'intérêt était de 15,3 M\$ CA (aucun swap de taux d'intérêt pour un projet à l'étranger au 31 décembre 2015).

Dans l'ensemble, les Dérivés avaient une valeur négative nette de 87,7 M\$ au 30 septembre 2016 (valeur négative de 67,7 M\$ au 31 décembre 2015). Cette augmentation de la valeur négative est principalement attribuable à la baisse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2015 et à la hausse des taux de change sur les contrats de change à terme de la Société. 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)

Dettes à long terme

Au 30 septembre 2016, la dette à long terme s'établissait à 2 496 M\$ (2 215 M\$ au 31 décembre 2015). Cette augmentation de 280,6 M\$ découle principalement de l'ajout des dettes liées au sept entités françaises, de l'émission d'une débenture de 32,0 M\$ portant intérêt au taux de 8,0 % à Desjardins au titre de son investissement dans l'Acquisition en France, des prélèvements supplémentaires sur la facilité de crédit d'Innergex, de l'augmentation de la dette à long terme de Stardale et des prélèvements supplémentaires sur le financement des projets Upper Lillooet River et Mesgi'g Ugju's'n, partiellement contrebalancés par les remboursements prévus de la dette liée aux projets.

Le 18 janvier 2016, la Société a signé une entente de modification de sa facilité à terme de crédit rotatif afin de la proroger de 2019 à 2020.

Le 22 février 2016, Stardale a renégocié sa dette à long terme afin d'augmenter son emprunt bancaire de 12,1 M\$ pour le porter à 109,0 M\$. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable qui a été réduite au moment du refinancement, pour un taux variable total de refinancement de 2,48 %. Les remboursements de capital sont variables et sont fixés à 6,1 M\$ pour la période de 12 mois suivant le refinancement. Le taux d'intérêt global s'établit à 5,36 % (5,99 % auparavant), compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Le 10 juin 2016, la Société a annoncé un investissement de Desjardins dans le portefeuille de projets éoliens acquis en France et un projet en construction devant être acquis ultérieurement. Par suite de cet investissement, Desjardins détient 30,45 % de Société en commandite Innergex Europe (2015), qui détient ces projets. L'investissement initial de Desjardins se chiffre à 38,4 M\$, dont une tranche de 32,0 M\$ qui a été prêtée à la société en commandite sous forme d'une débenture portant intérêt au taux de 8,0 %.

Au 30 septembre 2016, 99 % de l'encours de la dette de la Société, y compris les débentures convertibles, était à taux fixe ou était couverte contre les fluctuations des taux d'intérêt (99 % au 31 décembre 2015).

Depuis le début de l'exercice 2016, 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.

Autres passifs

Les autres passifs se composent habituellement des contreparties conditionnelles, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des intérêts payables au titre de la débenture de SM-1 S.E.C. à l'égard des installations de la Société. Depuis le premier trimestre de 2016, ils comprennent également une partie des distributions effectuées par Parc éolien Viger-Denonville, s.e.c. à Innergex, comme il est expliqué plus en détail à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

Au 30 septembre 2016, les autres passifs s'établissaient à 22,2 M\$ (13,4 M\$ au 31 décembre 2015). L'augmentation de 8,8 M\$ découle principalement de l'ajout des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations des sept entités françaises acquises, qui s'élèvent à 4,7 M\$, des intérêts de 2,9 M\$ payables au titre de la débenture de SM-1 S.E.C. et d'une distribution de 0,9 M\$ effectuée par Viger-Denonville, s.e.c. à Innergex.

Capitaux propres

Au 30 septembre 2016, les capitaux propres de la Société totalisaient 477,0 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 13,2 M\$, comparativement à 471,6 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 21,9 M\$, au 31 décembre 2015. L'augmentation de 5,5 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement de la comptabilisation d'un bénéfice net de 23,3 M\$, de l'émission de 3 906 250 actions pour un montant de 50,0 M\$ à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex et de l'émission de 2,3 M\$ d'actions en vertu du Régime de réinvestissement des dividendes, partiellement contrebalancées par des dividendes de 55,7 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées, et de la comptabilisation d'autres éléments du résultat global de 16,3 M\$.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé dans les autres éléments du résultat global une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 20,1 M\$, en raison principalement de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2015.

RAPPORT DE GESTION

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

Arrangements hors bilan

Au 30 septembre 2016, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 118,4 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 64,7 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 30,6 M\$ en vue principalement de soutenir la performance de la centrale hydroélectrique Brown Lake et la construction du projet Mesgi'g Ujju's'n.

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 la période 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Flux de trésorerie disponibles et calcul du Ratio de distribution	Périodes de 12 mois closes le 30 septembre	
	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	110 026	29 616
<i>Ajouter (Déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	22 767	(21 045)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(3 920)	(3 145)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(43 028)	(32 008)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ¹	(6 137)	(4 963)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(6 238)	(7 125)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations ²	—	3 327
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	2 377	3
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	—	119 557
Flux de trésorerie disponibles	75 847	84 217
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	67 326	62 636
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	89 %	74 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces ³	64 116	54 465
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	85 %	65 %

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 la période 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 Creek et Tretheway Creek, 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.

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2016, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 75,8 M\$, comparativement à 84,2 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution des Flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement aux flux de trésorerie supérieurs liés aux activités d'exploitation en 2016 avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés, qui ont été plus que contrebalancées par l'augmentation des remboursements prévus sur la dette.

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 douze mois close le 30 septembre 2016, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 89 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 74 % pour la même période l'an dernier. Cette variation négative est attribuable principalement à la diminution des Flux de trésorerie disponibles, expliquée plus haut, et au plus grand nombre d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innnergex, de l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions de même qu'en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes, partiellement contrebalancés par l'achat et l'annulation de 483 876 actions dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

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 douze mois close le 30 septembre 2016, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 10,5 M\$, comparativement à 6,5 M\$ pour la période correspondante précédente. Cette augmentation de 61 % est surtout attribuable 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 aurait été inférieur d'environ 11 % pour la période de douze mois close le 30 septembre 2016 et d'environ 5 % pour la période correspondante précédente.

De plus, la Société ne prévoit pas devoir recourir à des capitaux propres supplémentaires pour achever les trois 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

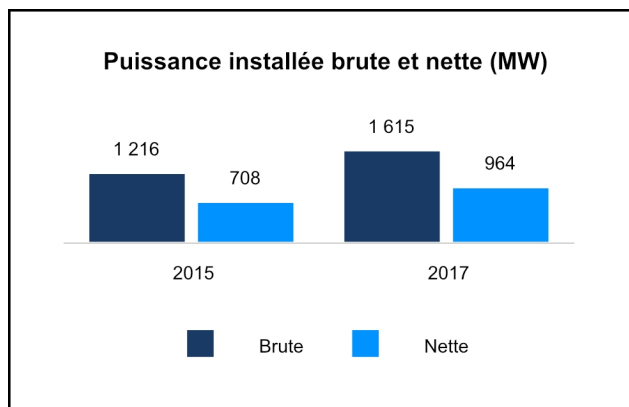
La Société fait certaines prévisions afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation lorsque les trois Projets en développement actuels seront mis en service. Ces projections incluent également les données pour la centrale Walden et les sept entités françaises acquises, qui ont été acquises par la Société au premier et au deuxième trimestres de 2016, respectivement, et pour la centrale Big Silver Creek qui a été mise en service au troisième trimestre de 2016. 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Puissance installée prévue

La Société estime que la puissance installée fournit une bonne indication de la taille et de l'ampleur de ses activités. La Société prévoit qu'une fois les trois Projets en développement mis en service, suite aux acquisitions conclues de la centrale Walden et des sept entités françaises, et la centrale Big Silver Creek mise en service en juillet 2016, sa puissance installée nette passera de 708 MW (puissance installée brute de 1 216 MW) à la fin de l'année 2015 à 964 MW (puissance installée brute de 1 615 MW) en 2017, soit une augmentation de 36 % (33 % selon la puissance installée brute). La puissance installée nette tient compte du fait que la Société ne détient pas entièrement certaines de ses Installations en exploitation. La puissance installée englobe les installations Umbata Falls et Viger-Denonville qui sont traitées comme des coentreprises et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.



Production moyenne à long terme (PMLT)

La comparaison de la production d'électricité réelle et de la PMLT prévue pour chaque installation représente un indicateur de rendement clé. La Société prévoit qu'une fois les trois Projets en développement mis en service, suite aux acquisitions conclues de la centrale Walden et des sept entités françaises, et la centrale Big Silver Creek mise en service en juillet 2016, sa PMLT consolidée annualisée passera de 3 130 GWh à la fin de l'année 2015 à 4 418 GWh en 2017, soit une augmentation de 41 %. La PMLT consolidée est présentée 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.

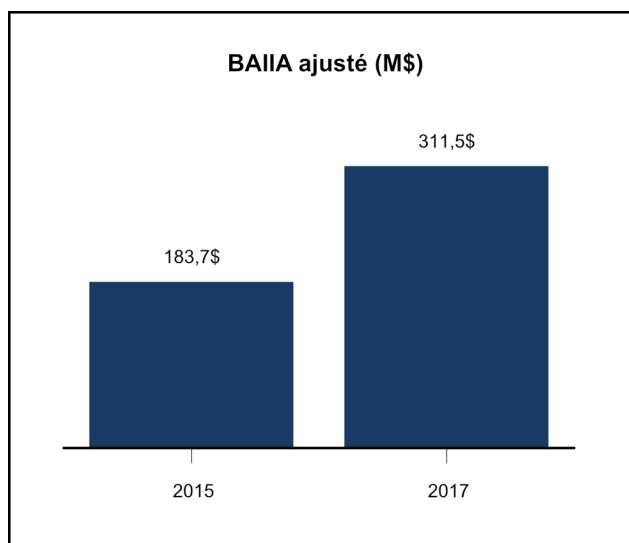
PMLT consolidée annualisée (GWh)

	2015	À compter de 2017
Hydro	2 415,9	3 019,4
Éolien	676,5	1 360,9
Solaire ¹	37,9	37,6
Total	3 130,3	4 417,9

¹ La PMLT pour un parc solaire diminue avec le temps en raison de la dégradation prévue des panneaux solaires.

BAIIA ajusté prévu

Le BAIIA ajusté généré est un indicateur de rendement clé pour la Société. Elle prévoit qu'une fois les trois Projets en développement mis en service, suite aux acquisitions conclues de la centrale Walden et des sept entités françaises, et la centrale Big Silver Creek mise en service en juillet 2016, le BAIIA ajusté annualisé généré sera d'environ 311,5 M\$ à compter de 2017 (puis ajusté pour tenir compte d'une composante d'inflation par la suite), comparativement à 183,7 M\$ en 2015. Cette augmentation représente un taux de croissance annuel composé de l'ordre de 30 % pour la période 2015-2017. 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\$.



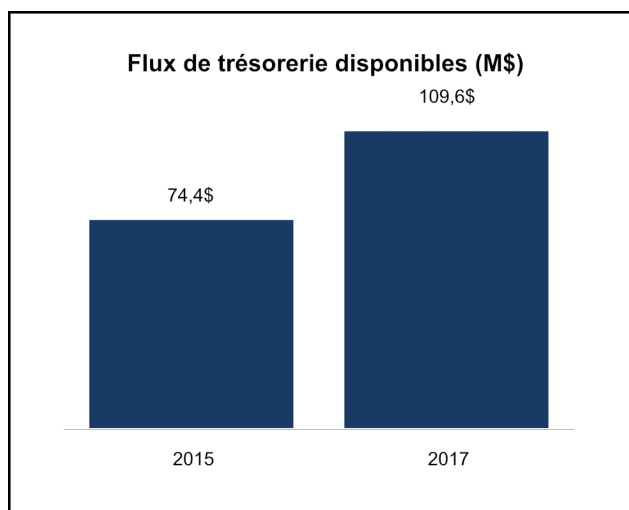
Il convient de noter que le BAIIA ajusté ne tient pas compte de l'impact des paiements d'intérêt et de principal sur les dettes actuelles de la Société, ni du financement par le biais de dettes liées aux projets.

RAPPORT DE GESTION

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

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 trois Projets en développement mis en service, les acquisitions de la centrale Walden et des sept entités françaises conclues, et la centrale Big Silver Creek mise en service en juillet 2016, elle générera des Flux de trésorerie disponibles de l'ordre de 109,6 M\$ en 2017, comparativement à 74,4 M\$ en 2015. Cette augmentation, qui représente un taux de croissance annuelle composé de 21% environ pour la période 2015-2017, tiendra compte des flux de trésorerie générés par les 46 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. Pour 2017, l'augmentation de 4,6 M\$ (à 109,6 M\$) des Flux de trésorerie disponibles, par rapport aux informations fournies au 31 décembre 2015, est attribuable principalement à l'acquisition des sept projets d'énergie éolienne en France et à l'accroissement de la production du parc éolien Mesji'g Uguj's'n.



Pour un complément d'information sur les principales hypothèses utilisées pour établir les prévisions financières et les principaux risques et les principales incertitudes qui s'y rattachent, se reporter à la rubrique « Information prospective ».

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 septembre 2016, la Société avait des participations dans 28 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, sept parcs éoliens en France et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. La Société est active dans trois secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits				
Canada	65 206	61 082	210 335	186 967
France	2 400	—	5 212	—
États-Unis	1 649	1 598	3 973	3 611
	69 255	62 680	219 520	190 578

RAPPORT DE GESTION

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

Au	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé		
Canada	2 971 057	2 704 788
France	247 465	—
États-Unis	7 464	8 043
	3 225 986	2 712 831

Canada

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la Société a enregistré des produits au Canada de 65,2 M\$ et 210,3 M\$, respectivement, comparativement à 61,1 M\$ et 187,0 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier. Pour la période de trois mois, l'augmentation des produits est attribuable principalement aux meilleurs résultats de la plupart des centrales hydroélectriques en exploitation en Colombie-Britannique par rapport à la même période l'an dernier et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, soit la centrale hydroélectrique Tretheway Creek en C.-B. mise en service en novembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B. acquise en février 2016 et la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service en juillet 2016, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime hydrologique et du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario. Pour la période de neuf mois, l'augmentation des produits est également attribuable principalement à l'amélioration du rendement de la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique par rapport à la même période l'an dernier et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, soit la centrale hydroélectrique Tretheway Creek en C.-B. mise en service en novembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B. acquise en février 2016 et la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. mise en service en juillet 2016, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Pour la période close le 30 septembre 2016, l'augmentation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé, découle principalement de la construction des Projets en développement et de l'achat de la centrale Walden le 25 février 2016.

France

Au 30 septembre 2016 et pour la période close à cette date, l'augmentation des produits et des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé en France, découle principalement des sept entités françaises acquises le 15 avril 2016.

États-Unis

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la Société a enregistré des produits aux États-Unis de 1,6 M\$ et 4,0 M\$ respectivement, comparativement à 1,6 M\$ et 3,6 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier. L'augmentation des produits aux États-Unis est attribuable aux meilleurs résultats d'exploitation de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend par rapport à la même période l'an dernier. La diminution des actifs non courants pour la période close le 30 septembre 2016 est surtout attribuable à l'amortissement et aux fluctuations de change.

Secteurs opérationnels

Au 30 septembre 2016, 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 2015. La Société évalue le rendement en fonction du BAIIA ajusté et comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à ceux de la production hydroélectrique, de la production éolienne ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

RAPPORT DE GESTION

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

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

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
Période de trois mois close le 30 septembre 2016	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	672 950	144 970	13 920	—	831 840
Produits	50 954	12 455	5 846	—	69 255
Charges :					
Charges d'exploitation	8 410	3 597	163	—	12 170
Frais généraux et administratifs	1 714	797	29	375	2 915
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	2 994	2 994
BAIIA ajusté	40 830	8 061	5 654	(3 369)	51 176
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

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
Période de neuf mois close le 30 septembre 2016	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	2 108 847	527 670	36 161	—	2 672 678
Produits	160 138	44 194	15 188	—	219 520
Charges :					
Charges d'exploitation	26 194	9 070	521	—	35 785
Frais généraux et administratifs	5 698	2 948	109	1 791	10 546
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	7 469	7 469
BAIIA ajusté	128 246	32 176	14 558	(9 260)	165 720
Période de neuf mois close le 30 septembre 2015					
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
BAIIA ajusté	106 728	32 063	13 301	(7 172)	144 920

RAPPORT DE GESTION

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

SITUATION FINANCIÈRE Au 30 septembre 2016	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	2 002 905	564 103	110 960	787 374	3 465 342
Total du passif	1 558 022	384 374	116 912	929 020	2 988 328
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	3 864	157 849	—	314 637	476 350
Au 31 décembre 2015					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 806 873	332 698	114 543	874 189	3 128 303
Total du passif	1 344 518	213 415	107 641	991 172	2 656 746
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	4 051	871	81	299 549	304 552

Secteur de la production hydroélectrique

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, ce secteur a produit 87 % de la PMLT et a dégagé des produits de 51,0 M\$, comparativement à 87 % de la PMLT et à des produits de 46,5 M\$ pour la même période l'an dernier. Bien que la production ait été stable dans l'ensemble entre les deux périodes en termes de pourcentage de la PMLT réalisé, l'augmentation des produits dans ce secteur est principalement attribuable à une production supérieure à celle de 2015 pour la plupart des centrales en Colombie-Britannique pendant le trimestre, à l'apport des centrales hydroélectriques Tretheway Creek et Big Silver Creek, qui ont été mises en exploitation en novembre 2015 et en juillet 2016 respectivement, et à l'apport de la centrale hydroélectrique Walden North, qui a été acquise en février 2016, partiellement contrebalancés par une baisse de la production au Québec et en Ontario.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, ce secteur a produit 107 % de la PMLT et a dégagé des produits de 160,1 M\$, comparativement à 96 % de la PMLT et à des produits de 135,2 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation des produits et de la production dans ce secteur est attribuable principalement à la production supérieure à la moyenne à long terme des centrales hydroélectriques dans toutes les juridictions, à l'exception de l'Ontario, pendant la période, à l'apport des centrales hydroélectriques Tretheway Creek et Big Silver Creek, qui ont été mises en exploitation en novembre 2015 et en juillet 2016 respectivement, et à l'apport de la centrale hydroélectrique Walden North, qui a été acquise en février 2016.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2015, en raison principalement du transfert de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service en juillet 2016 et de l'achat de la centrale Walden le 25 février 2016, partiellement contrebalancés par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2015, en raison principalement du transfert du financement du projet de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service et de l'achat de la centrale Walden le 25 février 2016, partiellement contrebalancés par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production éolienne

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, le secteur de la production éolienne a produit 102 % de la PMLT et a dégagé des produits de 12,5 M\$, comparativement à 119 % de la PMLT et à des produits de 10,7 M\$ pour la même période l'an dernier. La baisse du pourcentage de la PMLT par rapport à l'année précédente est principalement attribuable à la diminution des régimes éoliens dans les installations au Québec et au régime éolien inférieur à la PMLT dans les installations en France. L'augmentation des produits s'explique par l'acquisition en France.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, le secteur de la production éolienne a produit 100 % de la PMLT et a dégagé des produits de 44,2 M\$, comparativement à 111 % de la PMLT et à des produits de 41,5 M\$ pour la même période l'an dernier. La baisse du pourcentage de la PMLT est aussi attribuable principalement à la diminution des régimes éoliens dans les installations au Québec et au régime éolien inférieur à la PMLT dans les installations en France. L'augmentation des produits s'explique uniquement par l'acquisition en France.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2015 est principalement attribuable à l'acquisition en France, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

RAPPORT DE GESTION

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

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2015 est principalement attribuable à l'acquisition en France, partiellement contrebalancée par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production solaire

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, le secteur de la production solaire a produit 111 % de la PMLT et a dégagé des produits de 5,8 M\$, comparativement à 103 % 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 2016, le secteur de la production solaire a produit 112 % de la PMLT et a dégagé des produits de 15,2 M\$, comparativement à 103 % de la PMLT et à des produits de 14,0 M\$ pour la même période l'an dernier.

L'augmentation de la production et des produits pour le troisième trimestre et la période de neuf mois est attribuable principalement au régime solaire supérieur par rapport aux mêmes périodes l'an dernier.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2015 est attribuable principalement à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2015 est attribuable principalement à l'accroissement de la dette à long terme de Stardale, partiellement contrebalancé par des remboursements prévus.

Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 3,4 M\$ et 9,3 M\$ respectivement, comparativement à 2,3 M\$ et 7,2 M\$ respectivement en 2015. L'augmentation est attribuable principalement aux charges liées aux Projets potentiels engagées aux fins de la progression de plusieurs Projets potentiels et à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux.

La baisse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2015 découle principalement du transfert de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service en juillet 2016.

La baisse du total du passif depuis le 31 décembre 2015 est attribuable principalement au transfert de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en C.-B. du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service en juillet 2016, partiellement contrebalancé par des prélèvements sur les financements des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Mesgi'g Ugu's'n.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015
Production (MWh)	831 840	1 176 451	664 387	647 062
Produits	69,3	87,8	62,5	56,3
BAIIA ajusté	51,2	66,9	47,7	38,8
(Perte nette réalisée et latente) profit net réalisé et latent sur instruments financiers	(1,3)	2,2	1,3	2,0
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	—	—	(51,7)
Bénéfice net (perte nette)	0,4	15,7	7,2	(34,4)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	3,4	14,4	8,3	(30,6)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,02	0,12	0,07	(0,31)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,5	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,3	17,3	16,6	16,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,160	0,160	0,160	0,155

RAPPORT DE GESTION

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes 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
BAlIA ajusté	48,6	53,4	43,0	48,7
(Perte nette réalisée et latente) profit net réalisé et latent sur instruments financiers	(2,7)	18,6	(56,0)	(49,6)
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	—	—	—
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 et dilué)	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

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 BAlIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 75 % de la PMLT consolidée annualisée de la Société, la saisonnalité s'explique par les débits d'eau qui sont habituellement à leur maximum lors du deuxième trimestre en raison de la période de fonte des neiges et à leur niveau le plus bas lors du premier trimestre en raison des températures froides qui limitent les précipitations sous forme de pluie. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. Les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre, tandis que l'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver.

Le lecteur s'attendrait à ce que le résultat net reflète cette saisonnalité propre aux installations hydroélectriques au fil de l'eau, aux parcs éoliens et aux parcs solaires. Toutefois, d'autres éléments influencent ces mesures, certains ayant un impact relativement stable d'un trimestre à un autre, d'autres étant plus variables. Pour la Société, les profits et pertes latents et réalisés sur instruments financiers 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 tenir compte de ce facteur. Il est important de rappeler que les variations latentes de la valeur marchande des instruments financiers dérivés découlent des mouvements des taux d'intérêt et n'ont pas d'incidence sur le BAlIA 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.

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.

RAPPORT DE GESTION

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

Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 30 septembre	2016				2015			
	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	14 234	21 314	67 %	84,87	19 310	21 314	91 %	84,69
Viger-Denonville	12 924	16 350	79 %	149,47	15 900	16 350	97 %	149,13

Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	2016				2015			
	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	83 627	76 064	110 %	84,92	88 657	76 064	117 %	84,80
Viger-Denonville	49 556	52 100	95 %	149,47	59 985	52 100	115 %	149,13

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	
	2016	2015	2016	2015
Produits	1 208	1 636	7 102	7 518
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	243	224	708	618
BAlIA ajusté	965	1 412	6 394	6 900
Charges financières	626	649	1 890	1 920
Autres produits, montant net	(8)	(6)	(24)	(27)
Amortissements	1 004	1 004	3 013	3 016
Perte nette latente sur instruments financiers	193	1 040	2 316	1 450
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(850)	(1 275)	(801)	541

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la production s'est établie à 67 % et 110 % respectivement de la PMLT, en raison surtout des débits d'eau inférieurs à la moyenne pendant la période de trois mois close le 30 septembre 2016, mais de résultats supérieurs à la moyenne depuis le début de 2016.

La diminution du BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016 est surtout attribuable aux niveaux de production inférieurs par rapport à la même période l'an dernier. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, le BAlIA ajusté a été légèrement inférieur en 2016, en raison d'une baisse de la production par rapport à la période précédente.

La perte nette et le résultat global se sont établis à 0,9 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, comparativement à une perte nette et un résultat global de 1,3 M\$ pour la même période l'an dernier. Plus précisément, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, Umbata Falls, L.P. a comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers de 0,2 M\$, inférieure à la perte nette latente de 1,0 M\$ comptabilisée à la même période l'an dernier, dont l'impact financier a été partiellement contrebalancé par une baisse des produits en 2016. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, Umbata Falls, L.P. a comptabilisé une perte nette et un résultat global de 0,8 M\$, comparativement à un bénéfice net et un résultat global de 0,5 M\$ pour la même période l'an dernier. La perte pour la période de neuf mois reflète l'incidence d'une perte nette latente sur instruments financiers de 2,3 M\$, comparativement à une perte nette latente de 1,5 M\$ pour la même période l'an dernier, ainsi que l'incidence d'une baisse des produits. Les pertes latentes sur instruments financiers découlent de la baisse des taux d'intérêt de référence.

RAPPORT DE GESTION

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

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

	Au	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		1 119	2 223
Actifs non courants		65 646	68 467
		66 765	70 690
Passifs courants		2 972	3 062
Passifs non courants		49 356	48 852
Capitaux propres		14 437	18 776
		66 765	70 690

La réduction des capitaux propres au 30 septembre 2016 découle de la perte nette de 0,8 M\$ comptabilisée pour la période de neuf mois et d'une distribution de 3,5 M\$ aux partenaires. 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 d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt avec amortissement de 43,3 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 10,4 M\$ au 30 septembre 2016 (valeur négative de 8,1 M\$ au 31 décembre 2015).

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		Périodes de neuf mois closes	
	le 30 septembre	le 30 septembre	le 30 septembre	le 30 septembre
	2016	2015	2016	2015
Produits	1 932	2 371	7 407	8 946
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	415	420	1 356	1 379
BAIIA ajusté	1 517	1 951	6 051	7 567
Charges financières	908	909	2 744	2 738
Autres produits, montant net	(11)	(8)	(22)	(39)
Amortissements	731	731	2 192	2 189
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers	(167)	(228)	(456)	1 800
Bénéfice net	56	547	1 593	879
Autres éléments du résultat global	(228)	(1 330)	(2 448)	60
Total du résultat global	(172)	(783)	(855)	939

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la production s'est établie à 79 % et 95 % respectivement de la PMLT, en raison principalement du régime éolien inférieur à la moyenne. La diminution du BAIIA ajusté est principalement attribuable aux niveaux de production inférieurs par rapport aux mêmes périodes l'an dernier.

Le 1^{er} avril 2015, la Société a commencé à utiliser la comptabilité de couverture dans le traitement des instruments financiers 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 instruments financiers dérivés pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les instruments financiers 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.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la diminution du bénéfice net, par rapport au bénéfice net pour la même période l'an dernier, est principalement attribuable aux niveaux de production inférieurs. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, l'augmentation du bénéfice net, par rapport au bénéfice net pour la même période l'an dernier, est principalement attribuable à la comptabilisation d'un profit net latent sur instruments financiers, comparativement à une

RAPPORT DE GESTION

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

perte nette latente pour la période correspondante en 2015, partiellement contrebalancé par les niveaux de production supérieurs en 2015.

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

	Au	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		1 850	2 426
Actifs non courants		57 340	59 518
		59 190	61 944
Passifs courants		4 401	4 500
Passifs non courants		57 392	57 191
(Déficit) capitaux propres		(2 603)	253
		59 190	61 944

La réduction des capitaux propres au 30 septembre 2016 découle principalement d'une distribution de 2,0 M\$ et de la comptabilisation d'un résultat global négatif 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 d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt avec amortissement de 52,4 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville, s.e.c. avait une valeur négative nette de 8,2 M\$ au 30 septembre 2016 (valeur négative de 6,2 M\$ au 31 décembre 2015).

Au premier trimestre de 2016, une distribution effectuée par Viger-Denonville, s.e.c. à ses partenaires a donné lieu à un déficit. Conformément à ses conventions comptables, Innergex a cessé de comptabiliser sa quote-part des pertes de Viger-Denonville, s.e.c. En outre, du fait que la participation des partenaires est en situation de déficit, la partie des distributions versées par la société en commandite à Innergex est comptabilisée à titre de passifs non courants dans l'état de la situation financière de la Société.

FILIALES À MOINS DE 100 %

Le 10 juin 2016, Innergex a annoncé la clôture de l'investissement de Desjardins dans l'Acquisition en France. Par suite de cet investissement, la Société et Desjardins détiennent respectivement 69,55 % et 30,45 % de la société en commandite, qui détient ces projets. L'information financière relative à Société en commandite Innergex Europe (2015) et à ses filiales, dans lesquelles Desjardins détient une participation ne donnant pas le contrôle importante, est résumée ci-après, avant les éliminations intragroupe.

Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales

Le 15 avril 2016, Innergex a complété l'acquisition de sept projets éoliens en exploitation en France. La Société a réalisé cette acquisition par l'entremise de filiales étrangères entièrement détenues par Société en commandite Innergex Europe (2015). Avant l'investissement fait par Desjardins, la Société détenait 100 % des parts de Société en commandite Innergex Europe (2015). Le 10 juin 2016, Desjardins a investi 38,4 M\$ en échange de 30,45 % des parts ordinaires et d'une débenture de 32,0 M\$ émise par Société en commandite Innergex Europe (2015). Cette participation dans les parts ordinaires est prise en compte dans les participations ne donnant pas le contrôle.

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales

	Période de 169 jours close le 30 septembre 2016
Produits	5 212
BAlIA ajusté	2 882
Perte nette	(10 239)
Autres éléments du résultat global	(348)
Total du résultat global	(10 587)
Perte nette attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(7 857)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 382)
	(10 239)
Total du résultat global attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(8 115)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 472)
	(10 587)

Depuis l'acquisition le 15 avril 2016 et jusqu'au 30 septembre 2016, la production s'est établie à 67 % de la PMLT, en raison principalement du régime éolien inférieur à la moyenne en France. La perte nette pour la période est principalement attribuable à la baisse des produits, qui découle de la production inférieure à la moyenne et des coûts d'acquisition et de financement. Les coûts de financement comprennent des intérêts de 0,8 M\$ payables à Desjardins sur la débenture de 32,0 M\$, une distribution de 2,8 M\$ payable à Innergex sur les parts privilégiées de 73,1 M\$ et des intérêts de 0,6 M\$ payables à Innergex sur un prêt-relais temporaire. Sans tenir compte de ces trois éléments, la perte nette se serait établie à 6,1 M\$. Les charges comprennent aussi des charges sans effet sur la trésorerie comme des amortissements s'élevant à un montant de 6,3 M\$.

Bien que la Société ait acquis les sept entités françaises au cours du deuxième trimestre, il convient de mentionner que pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la production a atteint 96 % de la PMLT pour les sept parcs éoliens situés en France. Ce résultat est principalement attribuable au fait que la production a atteint 118 % de la PMLT au premier trimestre de 2016 bien qu'elle ait été inférieure à la moyenne depuis l'acquisition.

Sommaire des états de la situation financière - Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales

	Au 30 septembre 2016
Actifs courants	7 042
Actifs non courants	250 743
	257 785
Passifs courants	
Passifs non courants	13 062
Déficit attribuables aux propriétaires	251 012
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 374)
	(1 915)
	257 785

RAPPORT DE GESTION

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

Sept entités françaises

Les chiffres qui suivent sont exclus des politiques et procédures de contrôle de la Société comme il est précisé à la rubrique « Établissement et maintien des CPCI et des CIIF » du présent rapport de gestion.

L'information financière relative aux sept entités françaises est résumée ci-après :

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Sept entités françaises

	Période de 169 jours close le 30 septembre 2016
Produits	5 212
BAlIA ajusté	3 000
Perte nette	(3 649)
Autres éléments du résultat global	(89)
Total du résultat global	(3 738)

Sommaire des états de la situation financière - Sept entités françaises

	Au 30 septembre 2016
Actifs courants	5 978
Actifs non courants	232 724
	238 702
Passifs courants	13 312
Passifs non courants	180 528
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	44 862
	238 702

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

Nouvelles IFRS et IFRS révisées publiées

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. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les montants déclarés pour l'exercice en cours.

IAS 7, *Tableau des flux de trésorerie*

L'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir* (modifications d'IAS 7), qui porte sur le fait que les entités doivent fournir des informations qui permettent aux utilisateurs des états financiers d'évaluer les variations des passifs issus des activités de financement. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. La Société évalue l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

RAPPORT DE GESTION

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

IAS 12, *Impôts sur le résultat*

L'IASB a publié des modifications à l'IAS 12, qui ont conclu que la diversité des pratiques concernant la comptabilisation d'un actif d'impôt différé lié à un instrument d'emprunt évalué à la juste valeur est principalement attribuable à l'incertitude entourant l'application de certains principes d'IAS 12. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. La Société évalue l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

IFRS 11, *Partenariats*

IFRS 11 a été modifiée en mai 2014 afin d'ajouter de nouvelles indications sur la manière de comptabiliser l'acquisition d'une participation dans une entreprise commune qui constitue une entreprise. Ces modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les montants déclarés pour l'exercice en cours.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

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 (\$)
09/11/2016	30/12/2016	16/01/2017	0,1600	0,2255	0,359375

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

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

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2016	2015	2016	2015
Produits		69 255	62 680	219 520	190 578
Charges					
Charges d'exploitation	4	12 170	9 406	35 785	29 753
Frais généraux et administratifs		2 915	2 992	10 546	10 890
Charges liées aux projets potentiels		2 994	1 732	7 469	5 015
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres (produits) charges, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers		51 176	48 550	165 720	144 920
Charges financières	5	24 923	22 075	69 025	63 032
Autres (produits) charges, montant net	6	(224)	27 200	(631)	119 679
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers		26 477	(725)	97 326	(37 791)
Amortissement des immobilisations corporelles	4, 9	15 836	13 252	44 689	39 750
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	7 280	5 541	19 999	16 621
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises		416	352	393	(704)
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers		1 312	(24 325)	(2 120)	(79 406)
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		1 633	4 455	34 365	(14 052)
Charge (économie) d'impôt					
Exigible		1 028	828	2 500	2 458
Différée		196	2 311	8 583	(2 522)
		1 224	3 139	11 083	(64)
Bénéfice net (perte nette)		409	1 316	23 282	(13 988)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		3 419	5 804	26 132	(532)
Participations ne donnant pas le contrôle		(3 010)	(4 488)	(2 850)	(13 456)
		409	1 316	23 282	(13 988)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	7	108 021	102 975	106 451	101 712
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	7	0,02	0,04	0,20	(0,06)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	7	109 091	103 167	107 317	102 014
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$)	7	0,02	0,04	0,20	(0,06)

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 audité)

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net (perte nette)	409	1 316	23 282	(13 988)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :				
Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	421	662	(670)	1 286
Impôt différé connexe	(62)	(87)	91	(169)
(Perte) profit de change sur les couvertures désignées des placements dans des filiales étrangères autonomes	(581)	(695)	428	(1 315)
Impôt différé connexe	147	91	(17)	173
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	(1 964)	(10 662)	(20 051)	(2 397)
Impôt différé connexe	523	2 811	5 310	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 le profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	111	—	84	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la perte de change sur les couvertures désignées des placements dans des filiales étrangères autonomes	(166)	—	(166)	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture	(121)	(580)	(1 480)	(316)
Impôt différé connexe	24	152	153	83
Autres éléments du résultat global	(1 668)	(8 798)	(16 318)	(2 001)
Total du résultat global	(1 259)	(7 482)	6 964	(15 989)
Autres éléments du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(1 516)	(8 370)	(14 909)	(1 768)
Participations ne donnant pas le contrôle	(152)	(428)	(1 409)	(233)
	(1 668)	(8 798)	(16 318)	(2 001)
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	1 903	(2 566)	11 223	(2 300)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 162)	(4 916)	(4 259)	(13 689)
	(1 259)	(7 482)	6 964	(15 989)

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 audité)

		Au 30 septembre 2016	Au 31 décembre 2015
	Notes		
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		49 158	40 663
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		126 278	312 720
Débiteurs		35 247	37 073
Comptes de réserve		468	1 315
Impôt à recevoir		—	4
Instruments financiers dérivés		1 270	1 209
Charges payées d'avance et autres		8 653	4 363
		221 074	397 347
Actifs non courants			
Comptes de réserve		48 623	41 521
Immobilisations corporelles	9	2 605 117	2 174 222
Immobilisations incorporelles		535 812	472 271
Participations dans des coentreprises		7 074	9 327
Instruments financiers dérivés		5 310	2 768
Actifs d'impôt différé		12 971	15 356
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		21 092	7 222
		3 465 342	3 128 303

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 audité)

		Au 30 septembre 2016	Au 31 décembre 2015
	Notes		
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		18 784	17 892
Fournisseurs et autres créditeurs		84 138	95 466
Impôt à payer		1 534	1 234
Instruments financiers dérivés		15 098	15 337
Tranche à court terme de la dette à long terme		65 820	54 995
Tranche à court terme des autres passifs		433	246
		185 807	185 170
Passifs non courants			
Retenues de garantie au titre de la construction		3 331	—
Instruments financiers dérivés		79 153	56 348
Dette à long terme	10	2 430 235	2 160 438
Autres passifs		22 213	13 429
Composante passif des débentures convertibles		94 485	93 430
Passifs d'impôt différé		173 104	147 931
		2 988 328	2 656 746
Capitaux propres			
Capital des actions ordinaires		161 931	108 541
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		775 413	775 413
Actions privilégiées		131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions		2 167	2 174
Composante capitaux propres des débentures convertibles		1 877	1 877
Déficit		(592 193)	(567 848)
Cumul des autres éléments du résultat global		(16 485)	(1 576)
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		463 779	449 650
Participations ne donnant pas le contrôle		13 235	21 907
Total des capitaux propres		477 014	471 557
		3 465 342	3 128 303

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 audité)

Période de neuf mois close le 30 septembre 2016	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 débetures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2016	103 938	108 541	775 413	131 069	2 174	1 877	(567 848)	(1 576)	449 650	21 907	471 557
Bénéfice net (perte nette)							26 132		26 132	(2 850)	23 282
Autres éléments du résultat global								(14 909)	(14 909)	(1 409)	(16 318)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	26 132	(14 909)	11 223	(4 259)	6 964
Actions ordinaires émises le 15 avril 2016 dans le cadre d'un placement privé (note 3b)	3 906	50 000							50 000		50 000
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	178	2 278							2 278		2 278
Paiement fondé sur des actions					71				71		71
Exercice d'options sur actions	94	1 112			(78)				1 034		1 034
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(5 638)	(5 638)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle							5 194		5 194	1 225	6 419
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(51 215)		(51 215)		(51 215)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(4 456)		(4 456)		(4 456)
Solde au 30 septembre 2016	108 116	161 931	775 413	131 069	2 167	1 877	(592 193)	(16 485)	463 779	13 235	477 014

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 audité)

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 débetures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 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 débetures convertibles en actions ordinaires	3 653	38 680				(648)	891		38 923		38 923
Rachat de débetures convertibles						(692)	951		259		259
Composante capitaux propres des débetures 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.

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2016	2015
	Notes		
Activités d'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)		23 282	(13 988)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles	9	44 689	39 750
Amortissement des immobilisations incorporelles		19 999	16 621
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises		393	(704)
Profit net latent sur instruments financiers		(2 120)	(79 406)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	3 772	3 165
Amortissement des frais de financement	5	785	530
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	5	1 099	725
Charges de désactualisation des autres passifs	5	387	473
Païement fondé sur des actions		72	153
Impôt différé		8 583	(2 522)
Autres		73	178
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	5	62 295	57 442
Intérêts versés		(57 535)	(54 924)
Perte latente sur les contreparties conditionnelles		210	—
Distributions reçues des coentreprises		2 733	6 303
Charge d'impôt exigible		2 500	2 458
Impôt sur le résultat payé, montant net		(2 178)	(2 558)
Incidence de la variation des taux de change		1 825	659
		110 864	(25 645)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	12	(6 182)	24 859
		104 682	(786)
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(47 749)	(39 045)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(4 752)	(5 343)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(4 138)	(7 448)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		6 392	—
Augmentation de la dette à long terme		642 267	900 352
Remboursement de la dette à long terme		(493 007)	(546 813)
Païement des frais de financement différés		(2 171)	(8 469)
Païement au titre du rachat de débetures convertibles		—	(41 591)
Produit net de l'émission de débetures convertibles		—	95 533
Païement au titre du rachat d'actions ordinaires		—	(7 271)
Produit de l'émission d'actions ordinaires		50 000	—
Produit de l'exercice d'options sur actions		1 034	394
		147 876	340 299

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 audité)

	Notes	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2016	2015
Activités d'investissement			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	3	11 887	—
Acquisitions d'entreprises	3	(102 795)	—
Diminution (augmentation) des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		186 441	(141 355)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve		246	(2 621)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(323 407)	(189 840)
Ajouts aux frais de développement de projets		—	(29 104)
Ajouts aux autres actifs non courants		(14 668)	(426)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		—	29
		(242 296)	(363 317)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(1 767)	592
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		8 495	(23 212)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		40 663	54 609
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période		49 158	31 397
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		48 240	12 419
Placements à court terme		918	18 978
		49 158	31 397

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 12.

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 audité)

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 9 novembre 2016.

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 la note sur 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

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. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

IAS 7, Tableau des flux de trésorerie

L'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir* (modifications d'IAS 7), qui porte sur le fait que les entités sont tenues de fournir des informations permettant aux utilisateurs des états financiers d'évaluer les variations des passifs issus des activités de financement. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. La Société évalue l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

IAS 12, Impôts sur le résultat

L'IASB a publié les modifications d'IAS 12, lesquelles concluaient que le degré de variation des pratiques ayant trait à la comptabilisation d'un actif d'impôt différé lié à un instrument de créance évalué à la juste valeur est principalement attribuable à l'incertitude relative à l'application de certains des principes relevant d'IAS 12. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. La Société évalue l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

NOTES ANNEXES

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

IFRS 11, Partenariats

IFRS 11 a été modifiée en mai 2014 afin d'ajouter de nouvelles indications sur la manière de comptabiliser l'acquisition d'une participation dans une entreprise commune qui constitue une entreprise. Ces modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a) Acquisition des actifs de Walden

Le 25 février 2016, la Société et Cayoose Creek Development Corporation (« Cayoose ») ont conclu l'acquisition de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden (« Walden »), située en Colombie-Britannique, au Canada. Le prix d'achat de 9 200 \$ pour la centrale Walden a été réglé au comptant, dont une tranche de 870 \$ a été versée à titre de dépôt au quatrième trimestre de 2015 et a été classée dans les autres actifs non courants au 31 décembre 2015.

La Société et Cayoose détiennent 51 % et 49 %, respectivement, des parts participantes de la société en commandite Cayoose Creek Limited Partnership (« Cayoose L.P. »), formée pour l'acquisition de la centrale de Walden.

L'énergie produite par cette centrale est vendue en totalité à British Columbia Hydro and Power Authority.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient faire augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets futurs. L'acquisition de la centrale Walden a permis d'ajouter une puissance brute installée additionnelle d'environ 16 MW au portefeuille de centrales hydroélectriques en exploitation de la Société.

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

	Répartition initiale du prix d'achat
Immobilisations corporelles	1 786
Immobilisations incorporelles	8 078
Passifs d'impôt différé	(664)
Actifs nets acquis	9 200

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 6).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé se seraient établis à 219 633 \$ et à 23 232 \$, respectivement, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

Les montants des produits et du bénéfice net de Cayoose L.P. depuis le 25 février 2016, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 2 099 \$ et à 895 \$, respectivement, pour la période de 219 jours close le 30 septembre 2016.

b) Acquisition de sept parcs éoliens en exploitation en France

Le 15 avril 2016, la Société a conclu l'acquisition d'un portefeuille de sept parcs éoliens en exploitation situés en France (l'« acquisition de sept entités françaises »). Le prix d'achat des projets éoliens consiste en une contrepartie nette en espèces de 63 971 € (soit 94 465 \$ CA), sous réserve de certains ajustements.

Au premier trimestre de 2016, un montant de 10 100 € (soit 14 700 \$ CA) a aussi été versé à titre de dépôt pour un projet en cours de construction.

L'énergie produite par ces centrales en exploitation est vendue en totalité à Electricité de France et à S.I.C.A.E. Oise.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient faire augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets futurs. L'acquisition de sept entités françaises a permis d'ajouter une puissance brute installée additionnelle de 86,8 MW au portefeuille de parcs éoliens en exploitation de la Société.

NOTES ANNEXES

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

Pour financer une partie de l'acquisition, trois sociétés affiliées du Mouvement des caisses Desjardins ont collectivement souscrit à un placement privé de 3 906 250 actions ordinaires de la Société, pour un produit de 50 000 \$.

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

	Répartition initiale du prix d'achat	
	(en milliers de €)	(en milliers de \$)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 050	11 887
Débiteurs	2 315	3 419
Charges payées d'avance et autres	1 018	1 503
Comptes de réserve	4 449	6 570
Immobilisations corporelles	106 543	157 330
Immobilisations incorporelles	51 258	75 692
Fournisseurs et autres créditeurs	(1 952)	(2 882)
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés	(42)	(62)
Dette à long terme	(88 150)	(130 170)
Instruments financiers dérivés	(213)	(315)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(3 129)	(4 620)
Passifs d'impôt différé	(16 176)	(23 887)
Actifs nets acquis	63 971	94 465

Des coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 6).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé se seraient établis à 228 640 \$ et à 24 339 \$, respectivement, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

Les montants des produits et de la perte nette des parcs éoliens depuis le 15 avril 2016, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 5 212 \$ et à 6 889 \$, respectivement, pour la période de 169 jours close le 30 septembre 2016.

4. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Salaires	1 178	994	3 274	3 042
Assurances	767	663	2 133	1 942
Exploitation et entretien	5 132	3 625	14 531	12 270
Impôts fonciers et redevances	5 093	4 124	15 847	12 499
	12 170	9 406	35 785	29 753

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

NOTES ANNEXES

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

5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Intérêts sur la dette à long terme et les débiteures convertibles	22 582	18 571	62 295	57 442
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	1 326	2 480	3 772	3 165
Amortissement des frais de financement	276	142	785	530
Désactualisation de la dette à long terme et des débiteures convertibles	329	448	1 099	725
Charges de désactualisation des autres passifs	155	163	387	473
Autres	255	271	687	697
	24 923	22 075	69 025	63 032

6. AUTRES (PRODUITS) CHARGES, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Coûts de transaction	426	—	1 692	—
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	26 984	—	119 557
(Profit) perte de change réalisé(e)	(626)	463	(1 169)	1 024
Perte latente sur les contreparties conditionnelles	210	—	210	—
Autres produits, montant net	(234)	(247)	(1 062)	(902)
Perte découlant de la cession d'immobilisations corporelles	—	—	173	—
Reprise de la perte de valeur des prêts	—	—	(475)	—
	(224)	27 200	(631)	119 679

NOTES ANNEXES

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

7. 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	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	3 419	5 804	26 132	(532)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 781)	(4 456)	(5 344)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 934	4 023	21 676	(5 876)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	108 021	102 975	106 451	101 712
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	0,02	0,04	0,20	(0,06)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	108 021	102 975	106 451	101 712
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	1 070	192	866	302
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	109 091	103 167	107 317	102 014
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$) b)	0,02	0,04	0,20	(0,06)

- a) Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires sont exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation. Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la totalité des 3 457 432 options sur actions (1 785 684 des 3 425 684 options sur actions pour la période de trois mois close le 30 septembre 2015) avait un effet dilutif. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, 3 331 684 des 3 457 432 options sur actions (la totalité des 3 425 684 options sur actions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015) avaient un effet dilutif.

Au cours des périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 6 666 667 actions n'avait un effet dilutif au cours des périodes correspondantes de 2015).

- b) Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la totalité des 3 425 684 options sur actions a été exclue du calcul de la perte nette par action diluée, car celles-ci avaient un effet antidilutif.

NOTES ANNEXES

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

8. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Dans le cadre de l'acquisition de parcs éoliens en France, la Société a conclu des ententes de couverture pour réduire le risque de change de la Société.

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Montant nominal	
			30 septembre 2016	31 décembre 2015
Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture est utilisée :				
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et convertis à un taux de 1,7575 \$ CA pour 1 €	2018	Aucune	164 375	—

L'un des parcs éoliens obtenus dans le cadre de l'acquisition de parcs éoliens en France détient une entente de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme.

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Montant nominal	
			30 septembre 2016	31 décembre 2015
Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture est utilisée :				
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,64 % amorti et converti à un taux de 1,4741 \$ CA pour 1 €	2030	Aucune	15 331	—

NOTES ANNEXES

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

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2016	2 623	1 427 025	372 038	124 274	531 591	9 194	2 466 745
Ajouts	—	1 799	396	—	314 187	852	317 234
Acquisitions d'entreprises (note 3)	286	1 500	157 322	—	—	8	159 116
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	183 556	—	—	(183 556)	—	—
Cessions	—	(207)	—	—	—	—	(207)
Autres variations	—	—	—	—	—	(263)	(263)
Écarts de change, montant net	(9)	(423)	(275)	—	—	2	(705)
Au 30 septembre 2016	2 900	1 613 250	529 481	124 274	662 222	9 793	2 941 920
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2016	—	(164 117)	(100 307)	(21 820)	—	(6 279)	(292 523)
Amortissement	—	(22 525)	(16 483)	(4 466)	—	(1 215)	(44 689)
Cessions	—	34	—	—	—	—	34
Autres variations	—	—	—	—	—	263	263
Écarts de change, montant net	—	152	(40)	—	—	—	112
Au 30 septembre 2016	—	(186 456)	(116 830)	(26 286)	—	(7 231)	(336 803)
Valeur comptable au 30 septembre 2016	2 900	1 426 794	412 651	97 988	662 222	2 562	2 605 117

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 30 693 \$ (30 341 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015), 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 2 909 \$ (2 622 \$ au 31 décembre 2015).

NOTES ANNEXES

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

10. DETTE À LONG TERME

a) Facilité à terme de crédit rotatif

Le 18 janvier 2016, la Société a signé une entente de modification afin de proroger de 2019 à 2020 sa facilité à terme de crédit rotatif.

b) Refinancement de la dette à long terme de Stardale

Le 22 février 2016, Stardale a renégocié sa dette à long terme afin d'augmenter de 12 138 \$ son emprunt, portant ainsi le montant total de celui-ci à 109 000 \$. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable qui a été réduite à la suite du refinancement pour obtenir un taux variable total de 2,48 % au moment du refinancement. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 6 054 \$ pour la période de 12 mois suivant le refinancement. Le taux d'intérêt effectif global s'élève à 5,36 % (5,99 % auparavant) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

c) Dette à long terme pour les parcs éoliens situés en France

Dans le cadre de l'acquisition conclue en France, la Société a repris la dette à long terme de sept parcs éoliens. En outre, à la suite de cette acquisition, une débenture a été émise pour financer une partie du coût de l'acquisition.

	Taux d'intérêt 2016	Échéance	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Emprunts à terme – France (sans droit de recours auprès de la Société et dont la devise d'origine est l'euro)				
a) Cholletz, emprunt à terme, taux variable	1,90 %	2017	2 211	—
b) Valottes, emprunt à terme, taux fixe	2,69 %	2024	6 755	—
c) Antoigné, emprunt à terme, taux fixe	2,67 %	2025	9 740	—
d) Bois d'Anchat, emprunt à terme, taux fixe	3,20 %	2025	1 482	—
e) Longueval, emprunt à terme, taux fixe	1,86 %	2025	8 241	—
e) Longueval, emprunt à terme, taux fixe	1,67 %	2025	3 139	—
f) Porcien, emprunt à terme, taux fixe	1,86 %	2025	8 241	—
f) Porcien, emprunt à terme, taux fixe	1,67 %	2025	3 499	—
b) Valottes, emprunt à terme, taux fixe	1,80 %	2026	11 827	—
g) Beaumont, emprunt à terme, taux fixe	2,16 %	2027	5 245	—
g) Beaumont, emprunt à terme, taux fixe	2,63 %	2027	1 394	—
d) Bois d'Anchat, emprunt à terme, taux fixe	2,25 %	2030	14 258	—
a) Cholletz, emprunt à terme, taux fixe	2,23 %	2030	15 331	—
g) Beaumont, emprunt à terme, taux fixe	2,42 %	2031	30 219	—
			121 582	—
Débenture – Canada (sans droit de recours auprès de la Société et dont la devise d'origine est le dollar canadien)				
h) Innergex Europe, débenture, taux fixe	8,00 %	2046	31 965	—
			153 547	—

NOTES ANNEXES

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

Les montants présentés ci-dessous sont en milliers d'euros.

a) Cholletz

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 11 900 € :

- Un emprunt de 1 500 € portant intérêt à un taux de 1,9 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2017. Les remboursements de capital s'établissent à 1 000 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition.
- Un emprunt de 10 400 € portant intérêt à un taux de 2,23 % jusqu'en 2026 et à un taux variable majoré d'une marge applicable par la suite, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2030. Le capital commencera à être amorti en 2017.

La dette est garantie par les actifs de Energie des Cholletz S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 21 684 €.

b) Valottes

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 12 021 € :

- Un emprunt de 4 749 € portant intérêt à un taux de 2,69 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2024. Les remboursements de capital s'établissent à 374 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition.
- Un emprunt de 7 273 € portant intérêt à un taux de 5,34 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 727 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 8 502 \$, pour un taux d'intérêt effectif de 1,80 %.

La dette est garantie par les actifs de Energie des Valottes S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 22 497 €.

c) Antoigné

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris un emprunt à terme de 6 964 € portant intérêt à un taux de 2,67 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 714 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition. La dette est garantie par les actifs de Energie Antoigné S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 14 200 €.

d) Bois d'Anchat

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 11 205 € :

- Un emprunt de 1 005 € portant intérêt à un taux de 3,20 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 19 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition.
- Un emprunt de 10 200 € portant intérêt à un taux de 2,25 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2030. Les remboursements de capital s'établissent à 704 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition.

La dette est garantie par les actifs de Société d'Exploitation du Parc Éolien du Bois d'Anchat, d'une valeur comptable d'environ 22 141 €.

NOTES ANNEXES

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

e) Longueval

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 7 881 € :

- Un emprunt de 6 069 € portant intérêt à un taux de 1,86 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 799 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition.
- Un emprunt de 1 812 € portant intérêt à un taux de 5,73 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 70 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 2 186 \$, pour un taux d'intérêt effectif de 1,67 %.

La dette est garantie par les actifs de Eoliennes de Longueval S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 15 755 €.

f) Porcien

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 8 116 € :

- Un emprunt de 6 069 € portant intérêt à un taux de 1,86 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 799 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition.
- Un emprunt de 2 047 € portant intérêt à un taux de 5,73 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 111 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 2 454 \$, pour un taux d'intérêt effectif de 1,67 %.

La dette est garantie par les actifs de Energie du Porcien S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 15 935 €.

g) Beaumont

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris trois facilités d'emprunt d'une valeur totale de 25 131 € :

- Un emprunt de 3 649 € portant intérêt à un taux de 3,78 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2027. Les remboursements de capital s'établissent à 430 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 3 999 \$, pour un taux d'intérêt effectif de 2,16 %.
- Un emprunt de 982 € portant intérêt à un taux de 2,63 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2027. Les remboursements de capital s'établissent à 36 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition.
- Un emprunt de 20 500 € portant intérêt à un taux de 2,42 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1 042 € pour la période de 12 mois suivant l'acquisition.

La dette est garantie par les actifs de Eoles Beaumont S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 49 719 €.

h) Société en commandite Innergex Europe (2015)

À la suite de l'acquisition de sept entités françaises, une débenture a été émise à l'autre partenaire pour un produit total de 31 965 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8 % composé annuellement et remboursable en versements trimestriels si les fonds sont disponibles. La débenture devra être remboursée en totalité en 2046. La Société a investi un montant total de 73 011 \$ dans des parts privilégiées de Société en commandite Innergex Europe (2015), lesquelles portent intérêt à un taux à rendement privilégié de 8 % composé annuellement et remboursable au même moment que la débenture. Les parts privilégiées sont éliminées dans le processus de consolidation.

NOTES ANNEXES

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

11. CAPITAUX PROPRES

a) Régime d'options sur actions

Au cours du troisième trimestre de 2016, 94 000 options sur actions ont été exercées au prix de 11,00 \$ par action, ce qui a donné lieu à un produit de 1 034 \$.

Par ailleurs, 125 748 options sur actions ont été attribuées pendant le trimestre. Les droits rattachés aux options attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis annuellement en tranches égales pendant un délai de quatre ans suivant la date d'attribution. Les options doivent être exercées avant août 2023 à un prix d'exercice de 14,65 \$.

12. 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	
	2016	2015
Débiteurs et impôt à recevoir	4 608	(430)
Charges payées d'avance et autres	(2 364)	(1 818)
Fournisseurs, autres créditeurs et passifs d'impôt	(8 426)	27 107
	(6 182)	24 859

b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 30 039 \$ [18 845 \$ en 2015])	87 574	73 769
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(5 789)	1 378
Frais de développement impayés	—	(4 218)
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	(78)	(68)
Distributions non versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	(1 500)	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(2 278)	(7 417)
Prêts consentis à des partenaires en échange de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	(27)	—

NOTES ANNEXES

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

13. FILIALES

Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales

La Société détenait la totalité des parts participantes de Société en commandite Innergex Europe (2015), laquelle a été formée pour l'acquisition, le 15 avril 2016, de sept parcs éoliens en exploitation situés en France.

Le 10 juin 2016, Desjardins a souscrit un montant de 38 357 \$ en contrepartie de 30,45 % des parts ordinaires et d'une débenture de 31 965 \$ émise par Société en commandite Innergex Europe (2015).

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

	Au 30 septembre 2016
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	7 042
Actifs non courants	250 743
	257 785
Passifs courants	13 062
Passifs non courants	251 012
Déficit attribuable aux propriétaires	(4 374)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 915)
	257 785

	Période de 169 jours close le 30 septembre 2016
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global	
Produits	5 212
Charges ¹	15 451
Perte nette	(10 239)
Autres éléments du résultat global	(348)
Total du résultat global	(10 587)
Perte nette attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(7 857)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 382)
	(10 239)
Total du résultat global attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(8 115)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 472)
	(10 587)

1. Les charges comprennent des intérêts de 784 \$ à payer à Desjardins au titre de la débenture de 31 965 \$, un montant de 2 750 \$ relatif au rendement privilégié à payer à Innergex au titre des parts privilégiées de 73 011 \$ et des intérêts de 600 \$ à payer à Innergex au titre d'un crédit-relais temporaire. Compte non tenu de ces trois éléments, la perte nette se serait chiffrée à 6 105 \$. Les charges comprennent aussi des charges sans effet sur la trésorerie comme des amortissements s'élevant à un montant total de 6 317 \$.

NOTES ANNEXES

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

14. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société détient des participations dans 28 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et une installation solaire au Canada, dans sept parcs éoliens en France, ainsi que dans une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Le tableau suivant présente des détails à l'égard des trois principaux secteurs géographiques dans lesquels la Société exerce ses activités.

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits				
Canada	65 206	61 082	210 335	186 967
France	2 400	—	5 212	—
États-Unis	1 649	1 598	3 973	3 611
	69 255	62 680	219 520	190 578

	Au 30 septembre 2016	Au 31 décembre 2015
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé		
Canada	2 971 057	2 704 788
France	247 465	—
États-Unis	7 464	8 043
	3 225 986	2 712 831

Secteurs opérationnels

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

Par l'intermédiaire des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne et de la production solaire, la Société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et son installation 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 centrales 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 la note sur 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 (produits) charges, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers. 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 audité)

Période de trois mois close le 30 septembre 2016					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	50 954	12 455	5 846	—	69 255
Charges :					
Charges d'exploitation	8 410	3 597	163	—	12 170
Frais généraux et administratifs	1 714	797	29	375	2 915
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	2 994	2 994
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers	40 830	8 061	5 654	(3 369)	51 176
Charges financières					24 923
Autres produits, montant net					(224)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers					26 477
Amortissement des immobilisations corporelles					15 836
Amortissement des immobilisations incorporelles					7 280
Quote-part de la perte des coentreprises					416
Perte nette latente sur instruments financiers					1 312
Bénéfice avant impôt sur le résultat					1 633

NOTES ANNEXES

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

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	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					(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					(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 audité)

Période de neuf mois close le 30 septembre 2016					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	160 138	44 194	15 188	—	219 520
Charges :					
Charges d'exploitation	26 194	9 070	521	—	35 785
Frais généraux et administratifs	5 698	2 948	109	1 791	10 546
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	7 469	7 469
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers	128 246	32 176	14 558	(9 260)	165 720
Charges financières					69 025
Autres produits, montant net					(631)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					97 326
Amortissement des immobilisations corporelles					44 689
Amortissement des immobilisations incorporelles					19 999
Quote-part de la perte des coentreprises					393
Profit net latent sur instruments financiers					(2 120)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					34 365

Au 30 septembre 2016					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	2 002 905	564 103	110 960	787 374	3 465 342
Total du passif	1 558 022	384 374	116 912	929 020	2 988 328
Acquisitions d'immobilisations corporelles au cours de la période	3 864	157 849	—	314 637	476 350

NOTES ANNEXES

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

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	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					(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					(79 406)
Perte avant impôt sur le résultat					(14 052)

Au 31 décembre 2015					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 806 873	332 698	114 543	874 189	3 128 303
Total du passif	1 344 518	213 415	107 641	991 172	2 656 746
Acquisitions d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	4 051	871	81	299 549	304 552

NOTES ANNEXES

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

15. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR

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 (\$)
09/11/2016	30/12/2016	16/01/2017	0,1600	0,2255	0,359375

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

Inscription boursière

Les actions ordinaires d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.
Les Actions privilégiées de série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.A.
Les Actions privilégiées de série C d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.C.
Les débiteures 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 :

Jean Perron CPA, CA
Chef de la direction financière

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

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

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

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

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

www.innergex.com