

**INNERGEX**

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

# RAPPORT TRIMESTRIEL 2016

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE  
30 JUIN 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 débentures convertibles sous le symbole INE.DB.A.

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

## INTRODUCTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour la période de six mois close le 30 juin 2016. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 4 août 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 six mois closes le 30 juin 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 six mois closes le 30 juin 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 DU DEUXIÈME TRIMESTRE ET DU PREMIER SEMESTRE 2016

- Innergex a enregistré un excellent début d'année
  - La production a atteint 115 % de la moyenne à long terme (« PMLT ») pour le premier semestre de 2016 et 113 % de la PMLT pour le deuxième trimestre
  - Par rapport au deuxième trimestre de 2015, les produits ont augmenté de 25 % pour s'établir à 87,8 M\$ et le BAIIA ajusté a aussi progressé de 25 % pour s'établir à 66,9 M\$
- Les travaux de construction des Projets en développement vont bon train
  - Les projets hydroélectriques Upper Lillooet et Boulder Creek sont en voie de rattraper les retards causés par le feu de forêt de 2015
  - La mise en service (« MS ») du projet Big Silver Creek est imminente; un avis attestant que toutes les exigences ont été satisfaites a été envoyé à la British Columbia Hydro Power and Authority
- La Société a acquis un portefeuille de projets éoliens d'une capacité de 87 MW en France et a convenu de faire l'acquisition d'une capacité supplémentaire de 44 MW dans ce pays au premier trimestre de 2017 (l'« Acquisition en France »)
- Innergex a finalisé la participation du Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« Desjardins ») au portefeuille relatif à l'Acquisition en France
- La PMLT estimée brute pour le projet éolien Mesgi'g Ugnu's'n a augmenté de 9 %, ce qui s'est traduit par une hausse de 3,2 M\$ des Flux de trésorerie disponibles prévus en 2017 attribués à Innergex
- La Société a acquis les droits fonciers pour plus de 100 MW de projets éoliens potentiels en France

# 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 .....	7	Situation financière .....	25
Renseignements supplémentaires et mises à jour	7	Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution....	28
Vue d'ensemble .....	8	Perspective pour 2017 .....	30
Stratégie de la Société .....	9	Information sectorielle .....	32
Mise à jour au deuxième trimestre	10	Renseignements financiers trimestriels .....	36
Projets en développement .....	13	Participations dans des coentreprises .....	37
Projets potentiels .....	15	Filiales à moins de 100 % - Europe	40
Résultats d'exploitation .....	16	Modifications de méthodes comptables .....	42
		Événements postérieurs à la clôture .....	43

## 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 juin 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 juin 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 « Innergex Europe, S.E.C. et ses filiales » 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 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><b>Production prévue</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, 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><b>Produits prévus</b></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><b>BAIIA ajusté prévu</b></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><b>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</b></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><b>Flux de trésorerie disponibles prévus</b></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><b>Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres</b></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><b>Conclusion prévue de l'acquisition du huitième projet éolien en construction en France</b></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>

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## 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, 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) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.

Les renvois au « Ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles.

Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté 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](http://www.sedar.com) ou sur le site Web de la Société à l'adresse [www.innergex.com](http://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 :

- 42 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et octobre 2015, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 8,0 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 17,5 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- deux projets qui ont des dates prévues 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 quatre 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
<b>Hydroélectricité</b>			
Puissance brute :	584.2 MW	147.3 MW	1,000.0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	447.1 MW	111.7 MW	900.0 MW
<b>Éolien</b>			
Puissance brute :	700.9 MW	150.0 MW	2,450.0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	296.6 MW	75.0 MW	2,300.0 MW
<b>Solaire</b>			
Puissance brute :	33.2 MW	-	80.0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	33.2 MW	-	80.0 MW
<b>Total</b>			
Puissance brute :	1318.3 MW	297.3 MW	3,530.0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	776.9 MW	186.7 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 28 centrales hydroélectriques localisées sur 25 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 <sup>1</sup>								
	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	337,4	14 %	862,5	35 %	754,8	31 %	496,0	20 %	2 450,9
ÉOLIEN	269,2	32 %	177,0	21 %	141,6	17 %	258,0	31 %	845,9
SOLAIRE <sup>2</sup>	7,2	19 %	12,4	33 %	12,5	33 %	5,7	15 %	37,9
Total	613,9	18 %	1 052,0	32 %	909,0	27 %	759,7	23 %	3 334,6

1. Production moyenne à long terme (PMLT) annualisée pour les installations en exploitation au 4 août 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 DEUXIÈME TRIMESTRE

### Sommaire des résultats opérationnels et financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
<b>PRODUCTION</b>				
Production d'électricité (MWh)	1 176 451	904 172	1 840 838	1 562 600
PMLT (MWh)	1 045 265	971 195	1 602 286	1 513 964
Production en proportion de la PMLT	113 %	93 %	115 %	103 %
<b>RÉSULTATS</b>				
Produits	87 784	70 171	150 265	127 898
BAIIA ajusté	66 863	53 415	114 542	96 370
Marge du BAIIA ajusté	76,2 %	76,1 %	76,2 %	75,3 %
Bénéfice net (Perte nette)	15 677	22 506	22 873	(15 304)
<b>DIVIDENDES</b>				
Dividendes déclarés par action privilégiée de catégorie A	0,2255	0,3125	0,451	0,625
Dividendes déclarés par action privilégiée de catégorie C	0,359375	0,359375	0,71875	0,71875
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,160	0,155	0,320	0,310

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2016, la production s'est établie à 113 % de la PMLT, 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 30 %, les produits se sont accrus de 25 % et le BAIIA ajusté a aussi progressé de 25 % 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. ») 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 les sept entités françaises acquises en avril 2016), qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la production s'est établie à 115 % de la PMLT, 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 18 %, les produits se sont accrus de 17 % et le BAIIA ajusté a progressé de 19 % 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 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 15,7 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2016, comparativement à un bénéfice net de 22,5 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution de 6,8 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par le fait qu'une augmentation des produits et du BAIIA ajusté de 13,4 M\$ ainsi que la comptabilisation d'un profit net latent de 2,1 M\$ sur instruments financiers dérivés en 2016 ont été plus que contrebalancés par la comptabilisation d'un profit net de 18,6 M\$ sur instruments financiers dérivés en 2015. Plus précisément, au cours de la même période l'an dernier, la Société a comptabilisé une perte réalisée de 24,5 M\$ sur dérivés, partiellement contrebalancée par un profit net latent de 43,1 M\$ sur instruments financiers dérivés. L'incidence des instruments financiers dérivés pour la période de trois mois close le 30 juin 2015 découlait principalement du règlement du contrat à terme sur obligations pour Big Silver Creek à la clôture du financement de ce projet.

La Société a réalisé un bénéfice net de 22,9 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2016, comparativement à une perte nette de 15,3 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation du bénéfice net de 38,2 M\$ s'explique principalement par la hausse du BAIIA ajusté de 18,2 M\$ et l'incidence moins importante des instruments financiers (et l'impôt qui s'y rapporte) sur les résultats de la Société. Plus précisément, la Société a comptabilisé une perte nette de 37,5 M\$ sur dérivés pour 2015 comparativement à un profit net de 3,4 M\$.

# RAPPORT DE GESTION

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

## 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 la bénéfice net (la perte nette) des Dérivés	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net (perte nette)	15 677	22 506	22 873	(15 304)
<i>Ajouter (Déduire) :</i>				
Profit net latent sur instruments financiers	(2 145)	(43 096)	(3 432)	(55 081)
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	24 527	—	92 574
Charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus	864	4 084	1 199	(9 499)
Quote-part de la perte nette latente (du profit net latent) sur instruments financiers des coentreprises, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	164	(603)	704	896
<b>Bénéfice net ajusté</b>	<b>14 560</b>	<b>7 418</b>	<b>21 344</b>	<b>13 586</b>

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 juin 2016 se serait établi à 14,6 M\$, comparativement à un bénéfice net de 7,4 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation du bénéfice net pendant la période de trois mois est principalement attribuable à l'accroissement des produits tirés des centrales hydroélectriques en C.-B. et, dans une moindre mesure, à l'apport des installations mises en service ou acquises récemment par la Société.

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 six mois close le 30 juin 2016 se serait établi à 21,3 M\$, comparativement à un bénéfice net de 13,6 M\$ en 2015, en raison également de l'accroissement des produits tirés des centrales hydroélectriques en C.-B. et, dans une moindre mesure, de l'apport des installations mises en service ou acquises récemment par la Société.

## Ratio de distribution

	Périodes de 12 mois closes le 30 juin	
	2016	2015
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	78 939	85 733
Ratio de distribution <sup>1</sup>	84 %	72 %

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 juin 2016, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 84 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 72 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation négative est principalement attribuable à la baisse des Flux de trésorerie disponibles, qui découle des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation légèrement supérieurs en 2016, contrebalancés par l'augmentation des remboursements prévus sur la dette et l'absence d'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.

# RAPPORT DE GESTION

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

## Acquisition de sept entités françaises et placement privé de 50,0 M\$ - Investissement de Desjardins dans le portefeuille relatif à l'Acquisition en France

Le 15 avril 2016, Innergex a complété l'acquisition de sept projets éoliens en exploitation ayant une puissance installée de 86,8 MW et a signé une entente en vue de s'engager à acquérir un autre projet en construction doté d'une puissance installée de 44,0 MW auprès d'une société allemande, wpd europe GmbH, pour une puissance installée totale de 130,8 MW. Parallèlement, la Société a annoncé un placement privé de 50,0 M\$ avec trois entités affiliées au Mouvement Desjardins.

Le prix d'acquisition des huit projets éoliens est d'approximativement 98,0 M€ (soit l'équivalent de 144,4 M\$ CA), sous réserve de certains ajustements, et comprend de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 8,1 M€ (ou 11,9 M\$ CA) et des coûts de transaction de 1,1 M€ (ou 1,4 M\$ CA). Une tranche de 63,9 M€ de ce montant (ou 94,5 M\$ CA) a été déboursée pour les sept entités françaises acquises et une autre de 10,0 M€ (ou 14,7 M\$ CA) a servi de dépôt pour le projet en construction. Après la mise en service commerciale de ce dernier projet, la Société versera au vendeur un montant supplémentaire de 23,0 M€ (ou 33,8 M\$ CA), sous réserve de certains ajustements.

La dette sans recours liée aux huit projets sera maintenue au niveau des projets acquis. La Société a réduit son exposition aux variations des taux de change au moyen d'instruments de couverture de change à long terme.

Le 10 juin 2016, Innergex a annoncé la clôture de l'investissement de Desjardins dans le portefeuille relatif à l'Acquisition en France. Innergex et Desjardins devaient compléter l'acquisition du huitième projet éolien français en construction au premier trimestre de 2017, sous réserve des autorisations réglementations et d'autres conditions de clôture normales. Un complément d'information sur la participation de Desjardins est présenté ci-après.

### Description des actifs acquis

Les sept parcs éoliens sont situés au nord et au centre de la France. La puissance totale installée répartie sur les sept parcs équivaut à 86,8 MW et la production moyenne annuelle à long terme devrait atteindre 169,400 MWh. Toute l'électricité produite est vendue en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à prix fixes, pour une durée initiale de 15 ans avec Électricité de France (6 parcs) et S.I.C.A.E Oise (1 parc).

Nom du projet	Puissance brute (MW)	Mise en service	Expiration du CAÉ
Porcien	10,0	2009	2024
Longueval	10,0	2009	2024
Antoigné	8,0	2010	2025
Vallotes	12,0	2010	2025
Bois d'Anchat	10,0	2014	2029
Beaumont	25,0	2015	2029
Cholletz	11,8	2015	2030
<b>Total</b>	<b>86,8</b>		

### Placement privé d'actions ordinaires d'Innergex pour 50 M\$

Pour financer une partie de l'acquisition, trois entités affiliées au Mouvement Desjardins ont souscrit collectivement à un placement privé de 3 906 250 actions ordinaires d'Innergex, pour un produit brut de 50 M\$ à la date de clôture. De plus, les actions ordinaires émises aux termes du placement privé sont assujetties à une période de restriction à la revente de quatre mois à compter de leur émission prévue par la loi.

### Partenariat avec Desjardins

Le 10 juin 2016, la Société a annoncé la clôture d'un investissement de 38,4 M\$ par Desjardins dans le portefeuille relatif à 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.

# RAPPORT DE GESTION

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

## Avantages de l'acquisition

- Augmentation des flux de trésorerie disponibles annualisés
- Ouverture d'un nouveau marché, l'Europe, pour Innergex
- Ajout d'actifs éoliens à long terme de grande qualité

## PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

En date du présent rapport de gestion, la mise en service commerciale du projet Big Silver Creek est imminente. Conformément à l'accord d'achat d'électricité (« CAÉ »), les avis et les documents attestant que les exigences relatives à la mise en service ont été satisfaites ont été envoyés à la British Columbia Hydro Power and Authority. La mise en service commerciale est prévue pour les jours qui suivent la publication du présent rapport de gestion.

## Activités de mise en service

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, première année	
					Estimés <sup>1</sup> (M\$)	Au 30 juin (M\$)	Produits <sup>1</sup> (M\$)	BAIIA ajusté <sup>1</sup> (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>								
Big Silver Creek	100,0	40,6	139,8	40	206,0	201,7	18,0	15,0

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

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en juin 2014. 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.

Au deuxième trimestre de 2016, les travaux se sont concentrés sur la construction de la ligne de transport, l'installation des turbines et des générateurs, l'installation du système électrique de la centrale et la mise en service hors d'eau. Les travaux de génie civil étaient entièrement exécutés à la fin de 2015 et la construction de la ligne de transport était terminée à la fin juin 2016. L'installation du système électrique a été achevée en juillet 2016. L'entrepreneur responsable de l'approvisionnement et de l'installation des générateurs a terminé les travaux d'installation et commencé la mise en service des unités en juillet 2016. L'installation de la sous-centrale a débuté et la mise en service a eu lieu au cours du trimestre.

En date du présent rapport de gestion, Big Silver Creek a terminé avec succès le test de performance de 72 heures requis et a acheminé les avis nécessaires en ce sens selon les termes de son CAÉ.

# RAPPORT DE GESTION

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

## Activités de construction

Pendant le trimestre, 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 juin 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 <sup>1,2</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés <sup>1</sup> (M\$)	Au 30 juin (M\$)	Produits <sup>1</sup> (M\$)	BAIIA ajusté <sup>1</sup> (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2017 <sup>4</sup>	334,0	40	327,1 <sup>3</sup>	268,3 <sup>3</sup>	33,0 <sup>3</sup>	27,5 <sup>3</sup>
Boulder Creek	66,7	25,3	2017 <sup>4</sup>	92,5	40	124,1 <sup>3</sup>	92,7 <sup>3</sup>	9,0 <sup>3</sup>	7,5 <sup>3</sup>
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Mesgi'g Ugju's'n	50,0	150,0	2016	562,5	20	305,0 <sup>3</sup>	189,9 <sup>3</sup>	59,6 <sup>3</sup>	52,5 <sup>3</sup>
		256,7		989,0		756,2	550,9	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, en raison des conditions météorologiques favorables au dernier trimestre et de l'accélération des travaux de génie civil, le calendrier des travaux a progressé considérablement. La construction du tunnel à Upper Lillooet est terminée. Les travaux pour la prise d'eau d'Upper Lillooet seront bientôt terminés et seuls des éléments mécaniques demeurent. Les travaux pour la prise d'eau à Boulder ont beaucoup progressé et devraient prendre fin plus tard cet été. Les travaux mécaniques et électriques ont pris fin pendant le trimestre et l'installation de la centrale et du reste des aménagements à Boulder Creek est presque terminée. Les travaux de génie civil aux deux projets sont pratiquement terminés. La construction de la ligne de transport conjointe va bon train. Le processus de demande de règlement d'assurance relativement au feu de forêt est en cours et il faudra du temps pour le mener à terme. À ce jour, des demandes provisoires ont été traitées et réglées afin de maintenir la progression des travaux. 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.

Grâce à l'accélération des travaux de construction et à la progression considérable du calendrier, les centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont rattrapé la plupart des retards causés par le feu de forêt de l'été dernier.

# 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 et les fondations des éoliennes étaient en place. Le fournisseur des turbines, Senvion, a livré 20 des 47 éoliennes, dont neuf sont entièrement érigées et 11 sont en phase intermédiaire. La dernière éolienne devrait être livrée à la fin septembre. Les transformateurs jumeaux principaux ont été livrés et installés sur leurs fondations. Le poste de transformation devrait être énergisé à la fin septembre, conformément au plan initial. On s'attend à ce que le projet soit réalisé dans les limites du budget et l'achèvement des travaux de construction et la mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n sont prévus pour la fin de 2016.

La Société a révisé à la hausse les prévisions annuelles pour la PMLT estimée brute, soit de 515 GWh à 562,5 GWh ou 9 % environ. Cette augmentation s'explique par l'installation d'une puissance accrue, par le rendement supérieur des éoliennes par rapport à l'analyse initiale du rendement énergétique (PMLT) ainsi que par des pertes inférieures par rapport aux estimations initiales pour le système collecteur électrique maintenant que la conception est terminée, mais surtout par la prise en compte des avantages du système antigivrage des pales des éoliennes, conçu pour fonctionner de façon préventive et corrective. Les prévisions précédentes de rendement énergétique, tirées de l'analyse de l'ingénieur indépendant, ne tenaient pas compte de la conception finale du système collecteur ni des avantages du système de dégivrage des pales. Senvion indique que les systèmes de dégivrage correctif faisant appel à la même technologie ont produit des résultats conformes aux attentes au cours des deux dernières années.

La révision de la PMLT estimée brute du parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n s'est traduite 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 déclaration d'intérêt d'entreprises autochtones pour un total ne pouvant dépasser 40 MW d'énergie renouvelable liés à plusieurs projets situés au Nouveau-Brunswick. En Ontario, le gouvernement a lancé la deuxième phase (AGER II) du processus d'approvisionnement pour les grands projets d'énergie renouvelable. Par conséquent, un nouveau processus de demande de qualification, portant sur 980 MW d'énergie renouvelable de type solaire photovoltaïque, éolienne, hydroélectrique ou de bioénergie, sera enclenché en août 2016, après que les intervenants, les municipalités et les communautés autochtones se seront engagés. Le gouvernement de la Saskatchewan prévoit lancer un appel d'offres portant sur de l'énergie éolienne à l'automne 2016 ainsi qu'un appel d'offres initial portant sur 100-200 MW de nouvelle énergie éolienne au début de 2017. D'autres Projets potentiels pourront faire l'objet d'appels d'offres futurs qui ne sont pas encore annoncés ou visent des contrats d'achat d'électricité négociés avec des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

# RAPPORT DE GESTION

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

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour le dernier trimestre s'est établie à 113 % par rapport à la PMLT, 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 30 %, les produits se sont accrus de 25 % et le BAIIA ajusté a aussi progressé de 25 % en 2016. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'amélioration du rendement de la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et, dans une certaine mesure, 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 l'Acquisition en France en avril 2016), qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime hydrologique et éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario. Le rythme d'augmentation inférieur des produits par rapport à la production s'explique par le fait qu'au-delà de certains seuils, la production est vendue à un prix moins élevé.

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

### 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 juin	2016				2015			
	Production <sup>1</sup> (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>2</sup> (\$/MWh)	Production <sup>1</sup> (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>2</sup> (\$/MWh)
<b>HYDRO</b>								
Québec	216 835	214 050	101 %	72,71	221 063	214 050	103 %	71,96
Ontario	14 907	20 805	72 %	63,03	20 459	20 805	98 %	65,72
Colombie-Britannique	735 420	610 738	120 %	65,77	460 174	564 115	82 %	70,14
États-Unis	20 766	16 956	122 %	80,55	17 284	16 956	102 %	77,91
Total partiel	987 928	862 549	115 %	67,56	718 980	815 926	88 %	70,76
<b>ÉOLIEN</b>								
Québec	151 822	142 806	106 %	80,18	171 835	142 805	120 %	79,65
France	22 283	27 535	81 %	126,19	—	—	— %	—
Total partiel	174 105	170 341	102 %	86,06	171 835	142 805	120 %	79,65
<b>SOLAIRE</b>								
Ontario	14 418	12 375	117 %	420,00	13 357	12 464	107 %	420,00
Total	1 176 451	1 045 265	113 %	74,62	904 172	971 195	93 %	77,61

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 juin 2016, les installations de la Société ont produit 1 176 GWh, soit 113 % par rapport à la PMLT de 1 045 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 115 % 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 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 117 % 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 30 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à la production supérieure à la PMLT de la plupart des centrales hydroélectriques en C.-B. 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 et les sept entités françaises acquises en avril 2016, qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Périodes de six mois closes le 30 juin	2016				2015			
	Production <sup>1</sup> (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>2</sup> (\$/MWh)	Production <sup>1</sup> (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>2</sup> (\$/MWh)
<b>HYDRO</b>								
Québec	351 087	338 220	104 %	83,67	340 203	338 220	101 %	78,00
Ontario	37 063	45 099	82 %	65,51	39 417	45 099	87 %	67,80
Colombie-Britannique	1 018 849	790 533	129 %	73,67	751 758	729 604	103 %	76,38
États-Unis	28 898	24 883	116 %	80,43	25 894	24 883	104 %	77,72
Total partiel	1 435 897	1 198 735	120 %	76,04	1 157 272	1 137 806	102 %	76,59
<b>ÉOLIEN</b>								
Québec	360 416	356 410	101 %	80,26	385 138	356 410	108 %	79,92
France	22 283	27 535	81 %	126,19	—	—	— %	—
Total partiel	382 699	383 945	100 %	82,94	385 138	356 410	108 %	79,92
<b>SOLAIRE</b>								
Ontario	22 242	19 606	113 %	420,00	20 190	19 748	102 %	420,00
Total	1 840 838	1 602 286	115 %	81,63	1 562 600	1 513 964	103 %	81,85

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 six mois close le 30 juin 2016, les installations de la Société ont produit 1 841 GWh, soit 115 % par rapport à la PMLT de 1 602 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 120 % 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 de régimes de vent supérieurs à la moyenne au Québec, mais inférieurs à la moyenne en France. Le parc solaire Stardale a produit 113 % 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 18 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux débits d'eau supérieurs dans tous les marchés, à l'exception de l'Ontario, et, dans une moindre mesure, à l'apport des installations mises en service ou acquises récemment, décrites plus haut, qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

La performance globale des installations de la Société pour la période close le 30 juin 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 juin				Périodes de six mois closes le 30 juin			
	2016		2015		2016		2015	
Produits	87 784	100,0%	70 171	100,0%	150 265	100,0%	127 898	100,0%
Charges d'exploitation	14 218	16,2%	11 100	15,8%	23 616	15,7%	20 347	15,9%
Frais généraux et administratifs	3 945	4,5%	3 726	5,3%	7 632	5,1%	7 898	6,2%
Charges liées aux Projets potentiels	2 758	3,1%	1 930	2,8%	4 475	3,0%	3 283	2,6%
<b>BAlIA ajusté</b>	<b>66 863</b>	<b>76,2%</b>	<b>53 415</b>	<b>76,1%</b>	<b>114 542</b>	<b>76,2%</b>	<b>96 370</b>	<b>75,3%</b>
Charges financières	24 608		24 540		44 102		40 957	
Autres (produits) charges, montant net	(233)		24 065		(407)		92 479	
Amortissements	22 135		18 781		41 572		37 578	
Quote-part du bénéfice des coentreprises (note 1)	(475)		(2 200)		(24)		(1 056)	
Profit net latent sur instruments financiers	(2 145)		(43 096)		(3 432)		(55 081)	
Économie (charge) d'impôt	7 296		8 819		9 858		(3 203)	
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>15 677</b>		<b>22 506</b>		<b>22 873</b>		<b>(15 304)</b>	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	14 381		22 808		22 713		(6 336)	
Participations ne donnant pas le contrôle	1 296		(302)		160		(8 968)	
	<b>15 677</b>		<b>22 506</b>		<b>22 873</b>		<b>(15 304)</b>	
<b>Bénéfice net (perte nette) par action - de base (\$)</b>	<b>0,19</b>		<b>0,21</b>		<b>0,19</b>		<b>(0,10)</b>	

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 juin 2016, la Société a enregistré des produits de 87,8 M\$, comparativement à des produits de 70,2 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2015. Cette augmentation de 25 % est attribuable principalement aux meilleurs résultats de la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique par rapport à la même période l'an dernier et, dans une moindre mesure, 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 l'Acquisition en France réalisée pendant le trimestre), qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario. Le rythme d'augmentation inférieur des produits par rapport à la production s'explique par le fait qu'au-delà de certains seuils, la production est vendue à un prix moins élevé.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la Société a enregistré des produits de 150,3 M\$, comparativement à 127,9 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2015. Cette augmentation de 17 % est attribuable principalement aux meilleurs résultats de tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, et, dans une moindre mesure, 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 et du régime hydrologique en Ontario.

### 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 six mois closes le 30 juin 2016, la Société a constaté des charges d'exploitation de 14,2 M\$ et 23,6 M\$ respectivement (11,1 M\$ et 20,3 M\$ respectivement en 2015). L'augmentation de 28 % pour le trimestre et celle de 16 % pour la période de six mois sont attribuables

# RAPPORT DE GESTION

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

---

essentiellement aux coûts variables associés 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. et à l'Acquisition en France.

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 six mois closes le 30 juin 2016, ces frais ont totalisé 3,9 M\$ et 7,6 M\$ respectivement (3,7 M\$ et 7,9 M\$ respectivement en 2015). L'augmentation de 6 % pour le trimestre est attribuable principalement à la taille plus grande des opérations et la diminution de 3 % pour la période de six 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 six mois closes le 30 juin 2016, ces charges ont totalisé 2,8 M\$ et 4,5 M\$ respectivement (1,9 M\$ et 3,3 M\$ respectivement en 2015). L'augmentation de 43 % pour le trimestre et celle de 36 % pour la période de six 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 en Ontario et dans d'autres 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 six mois closes le 30 juin 2016, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 66,9 M\$ et 114,5 M\$ respectivement, comparativement à 53,4 M\$ et 96,4 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier. L'augmentation de 25 % pour le trimestre et celle de 19 % pour la période de six mois sont principalement attribuables à la hausse de la production et des produits, partiellement contrebalancée par les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a augmenté pour passer de 76,1 % à 76,2 % pour le trimestre et de 75,3 % à 76,2 % pour la période de six mois.

## **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 juin 2016, les charges financières ont totalisé 24,6 M\$ (24,5 M\$ en 2015). L'augmentation est principalement attribuable à l'accroissement des intérêts débiteurs sur la dette à long terme découlant de l'Acquisition en France réalisée pendant le trimestre, 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 six mois close le 30 juin 2016, les charges financières ont totalisé 44,1 M\$ (41,0 M\$ en 2015). L'augmentation est principalement attribuable aux charges liées aux installations récemment mises en service ou acquises pendant le trimestre (soit le projet hydroélectrique Tretheway Creek en C.-B. mis en service en novembre 2015 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 4,88 % au 30 juin 2016 (5,23 % au 30 juin 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 de change réalisée (le profit réalisé), le montant net des autres produits et la reprise de la perte de valeur des prêts. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, la Société a comptabilisé un montant net des autres produits de 0,2 M\$ et 0,4 M\$ respectivement (un montant net des autres charges de 24,1 M\$ et 92,6 M\$ respectivement en 2015). La baisse importante pour le trimestre et la période de six mois découle principalement du fait que la Société n'a enregistré aucune perte réalisée pendant ces périodes sur ses instruments financiers dérivés, comparativement à une perte réalisée de 24,5 M\$ et 92,6 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 et Upper Lillooet River.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## Amortissements

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, la *dotation aux amortissements* a totalisé 22,1 M\$ et 41,6 M\$ respectivement (18,8 M\$ et 37,6 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 et à l'Acquisition en France réalisée pendant le trimestre.

## Quote-part du bénéfice des coentreprises

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, la Société a comptabilisé une quote-part du bénéfice net des coentreprises de 0,5 M\$ et 0,02 M\$ respectivement (quote-part du bénéfice net de 2,2 M\$ et 1,1 M\$ respectivement en 2015). Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

## Profit net latent sur instruments financiers

La Société utilise des *instruments financiers dérivés* pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir (les « Dérivés ») 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<sup>er</sup> 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 les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 2,1 M\$ et 3,4 M\$ respectivement, en raison principalement de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2015. Pour les périodes correspondantes l'an dernier, la Société a comptabilisé un profit net latent sur Dérivés de 43,1 M\$ et 55,1 M\$ respectivement, en raison principalement du renversement de la perte latente comptabilisée le 31 décembre 2014 au règlement des contrats à terme sur obligations parallèlement à la clôture du financement pour les projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, qui a plus que contrebalancé les pertes latentes sur instruments financiers dérivés découlant de la diminution des taux d'intérêt de référence pendant les périodes correspondantes en 2015.

Pour la période close le 30 juin 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 juin 2016, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,8 M\$ (0,9 M\$ en 2015) et une charge d'impôt différée de 6,5 M\$ (charge d'impôt différée de 7,9 M\$ en 2015). La charge d'impôt différée pour le trimestre s'explique principalement par l'augmentation de la production et des produits connexes réalisés par la Société pour ses activités courantes. La charge d'impôt différée de 7,9 M\$ en 2015 était principalement attribuable à un profit latent de 43,1 M\$ sur Dérivés, découlant du renversement de la perte comptabilisée au règlement des Dérivés et de l'augmentation des taux d'intérêt de référence pendant le trimestre, partiellement contrebalancés par la perte réalisée de 24,5 M\$ sur Dérivés découlant du règlement de ces Dérivés. La comptabilisation d'une charge d'impôt différée au lieu d'une charge d'impôt exigible s'explique principalement par l'existence de pertes fiscales accumulées.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 1,5 M\$ (1,6 M\$ en 2015) et une charge d'impôt différée de 8,4 M\$ (économie d'impôt différée de 4,8 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 92,6 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek à la clôture du financement de ces projets, partiellement contrebalancé par un profit latent de 55,1 M\$ sur Dérivés découlant du renversement de la perte latente comptabilisée au règlement des Dérivés.

# RAPPORT DE GESTION

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

## Bénéfice net (perte nette)

Pour le trimestre, la Société a enregistré un *bénéfice net* de 15,7 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,19 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 22,5 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,21 \$ par action). La diminution de 6,8 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par le fait qu'une augmentation des produits et du BAIIA ajusté de 13,4 M\$ ainsi que la comptabilisation d'un profit net latent de 2,1 M\$ sur instruments financiers dérivés en 2016 ont été plus que contrebalancés par la comptabilisation d'un profit net de 18,6 M\$ sur instruments financiers dérivés en 2015. Plus précisément, au cours de la même période l'an dernier, la Société a comptabilisé une perte réalisée de 24,5 M\$ sur Dérivés, partiellement contrebalancée par un profit net latent de 43,1 M\$ sur instruments financiers dérivés. L'incidence des instruments financiers dérivés pour la période de trois mois close le 30 juin 2015 découlait principalement du règlement du contrat à terme sur obligations pour Big Silver Creek à la clôture du financement de ce projet.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la Société a enregistré un bénéfice net de 22,9 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,19 \$ par action), comparativement à une perte nette de 15,3 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,10 \$ par action) en 2015. La variation du bénéfice net pour la période est principalement attribuable à l'augmentation des produits tirés par la Société des centrales hydroélectriques en C.-B. et, dans une moindre mesure, à l'apport des installations mises en service ou acquises récemment par la Société et à l'incidence moins importante des instruments financiers dérivés sur les résultats et l'impôt qui s'y rapporte. Plus précisément, au 30 juin 2016, aucun profit ni aucune perte sur instruments financiers n'avait été réalisé et la Société avait enregistré un profit net latent de 3,4 M\$ sur instruments financiers, comparativement à une perte réalisée de 92,6 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour les projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek au cours de la période correspondante l'an dernier, partiellement contrebalancé par le renversement de 55,1 M\$ de la perte latente comptabilisée au règlement de ces Dérivés.

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

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	13 448	En raison principalement de l'augmentation de la production et des produits, partiellement contrebalancée par les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a augmenté pour passer de 76,1 % à 76,2 % pour le trimestre.
Autres (produits) charges, montant net	24 298	En raison principalement de l'absence de perte réalisée pendant le trimestre sur les Dérivés de la Société, comparativement à une perte réalisée de 24,5 M\$ pour la même période l'an dernier.
Éléments principaux - Incidence négative	Change	Explications
Profit net latent sur instruments financiers	40 951	En raison principalement de la mise en application de la comptabilité de couverture pour la quasi-totalité des Dérivés de la Société et l'incidence moins importante du profit net latent sur instruments financiers dérivés au cours du trimestre, qui ne représente que 2,1 M\$. Pour la période correspondante l'an dernier, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers de 43,1 M\$.

# 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 six mois close le 30 juin 2016, comparativement à la perte nette pour la période correspondante en 2015

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	18 172	En raison principalement de l'augmentation de la production et des produits, partiellement contrebalancée par les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a augmenté pour passer de 75,3 % à 76,2 % pour la période de six mois.
Autres (produits) charges, montant net	92 886	En raison principalement de l'absence d'incidence des Dérivés au cours de la période, comparativement à une perte de 92,5 M\$ découlant du règlement des contrats à terme sur obligations à la clôture du financement des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Big Silver Creek.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Profit net latent sur instruments financiers	51 649	En raison principalement de la mise en application de la comptabilité de couverture pour la quasi-totalité des instruments financiers de la Société et de l'incidence moins importante du profit net latent sur instruments financiers au cours du trimestre, soit 3,4 M\$. Pour la période correspondante l'an dernier, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers de 55,1 M\$, découlant principalement du renversement des pertes latentes comptabilisées au règlement des contrats à terme sur obligations pour les projets Boulder Creek et Upper Lillooet River.
Charge d'impôt différée	13 219	En raison principalement de l'absence d'effets importants des instruments financiers dérivés sur le calcul du bénéfice net (de la perte nette) de la Société pour les six premiers mois de 2016, par rapport à la période correspondante de 2015, comme il est expliqué plus haut. La charge d'impôt différée pour la période est déterminée principalement en fonction du bénéfice net réalisé par la Société.

### 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 Ugnu'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) et à leurs commandités respectifs. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, la Société a affecté des bénéfices de 1,3 M\$ et 0,2 M\$ respectivement aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 0,3 M\$ et 9,0 M\$ respectivement en 2015). Un complément d'information est présenté à la rubrique « Filiales à moins de 100 % ».

### Nombre d'actions ordinaires en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	107 318	101 235	105 657	101 071
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	996	331	812	403
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	108 314	101 566	106 469	101 474

1. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, la totalité des 3 425 684 options sur actions (la totalité des 3 425 684 options sur actions pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015) avaient un effet dilutif. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 7 472 113 actions n'avait un effet dilutif pour les mêmes périodes en 2015).

# RAPPORT DE GESTION

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

## Titres de participation de la Société

Au	4 août 2016	30 juin 2016	30 juin 2015
Nombre d'actions ordinaires	108 022 175	107 972 113	101 268 879
Nombre de Débentures convertibles à 4,25 %	100 000	100 000	—
Nombre de Débentures convertibles à 5,75 %	—	—	79 578
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	3 425 684	3 425 684	3 425 684

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

L'augmentation du nombre d'actions ordinaires au 30 juin 2016 et depuis le 30 juin 2015 est attribuable principalement à la conversion, au gré des porteurs, d'une partie des débentures convertibles à 5,75 % en 3 566 851 actions ordinaires, 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 et au RRD, partiellement contrebalancées par le rachat et l'annulation de 1 190 173 actions en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société. La variation du nombre de débentures convertibles est attribuable à l'émission de 100 000 débentures convertibles portant intérêt au taux de 4,25 % et au rachat ou à la conversion de débentures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 %.

## LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 59,3 M\$, comparativement à des fonds affectés de 31,6 M\$ pour la même période l'an dernier. Au cours de la période de six mois, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 126,9 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 164,3 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 juin 2016, la Société détenait 62,1 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 six mois close le 30 juin 2016, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 58,9 M\$ (flux de trésorerie affectés de 31,6 M\$ en 2015). Cette variation de 90,6 M\$ est attribuable principalement à la perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 92,6 M\$ en 2015.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 126,9 M\$ (flux de trésorerie générés de 255,5 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 105,0 M\$ et d'un montant de 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 34,5 M\$ par la Société.

L'augmentation nette de la dette à long terme de 105,0 M\$ résulte principalement de montants supplémentaires de 488,2 M\$ provenant des dettes liées aux Projets en développement, partiellement contrebalancés par le remboursement de 381,2 M\$ au titre de la dette à long terme (y compris la facilité à terme de crédit rotatif).

# RAPPORT DE GESTION

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

Utilisation du produit de financement	Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2016	2015
Produit de l'émission de dette à long terme (y compris la facilité à terme de crédit rotatif)	488 206	686 911
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité à terme de crédit rotatif)	(381 249)	(389 246)
Paiement des frais de financement différés	(1 998)	(8 134)
<b>Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme</b>	<b>104 959</b>	<b>289 531</b>
Produit de l'émission d'actions ordinaires	50 000	—
Produit de l'exercice d'options sur actions	—	394
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	6 392	—
<b>Génération du produit du financement</b>	<b>161 351</b>	<b>289 925</b>
Acquisitions d'entreprises	(102 795)	—
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	(92 574)
Diminution (augmentation) des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	145 207	(93 334)
Fonds nets retirés des (investis dans les) comptes de réserve	171	(2 923)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(204 135)	(108 005)
Ajouts aux frais liés au développement de projets	—	(29 104)
Ajouts aux autres actifs non courants	(14 626)	(399)
<b>Utilisation du produit du financement, montant net</b>	<b>(176 178)</b>	<b>(326 339)</b>
<b>Réduction du fonds de roulement</b>	<b>(14 827)</b>	<b>(36 414)</b>

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2016, la Société a emprunté 488,2 M\$ aux fins principalement du paiement des travaux de construction des Projets en développement, de 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 145,2 M\$ afin de poursuivre la construction des Projets en développement. Pendant la période correspondante en 2015, la Société avait emprunté 686,9 M\$, principalement pour payer les travaux de construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Big Silver Creek et les travaux préalables à la construction du projet Mesgi'g Ugnu's'n et pour prendre en charge la perte réalisée de 92,6 M\$ sur instruments financiers découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek. Elle avait également augmenté ses liquidités soumises à restrictions de 93,3 M\$, l'utilisation de trésorerie aux fins du paiement des travaux de construction pour les centrales Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek ayant été plus que contrebalancée par l'ajout d'un produit reçu au titre des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek.

## Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 164,3 M\$ (233,7 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 204,1 M\$ (décaissement de 108,0 M\$ en 2015); les fluctuations des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ont représenté un encaissement de 145,2 M\$ (décaissement de 93,3 M\$ en 2015), les ajouts aux autres actifs non courants ont représenté un décaissement de 14,6 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 juin 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société s'établissaient à 62,1 M\$ (40,7 M\$ au 31 décembre 2015). Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 21,5 M\$ (diminution de 9,6 M\$ en 2015), en conséquence du résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement.



# RAPPORT DE GESTION

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

## DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	17 276	15 697	33 917	31 361
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action) <sup>1</sup>	0,1600	0,1550	0,3200	0,3100
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	767	1 063	1 533	2 125
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	0,2255	0,3125	0,4510	0,6250
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	719	719	1 438	1 437
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375	0,718750	0,718750

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est principalement attribuable à la conversion, au gré des porteurs, d'une partie des débetures convertibles à 5,75 % en 3 566 851 actions ordinaires, 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 et au RRD, partiellement contrebalancés par le rachat et l'annulation de 1 190 173 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 17 octobre 2016 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par Action privilégiée de série A (\$)	Dividende par Action privilégiée de série C (\$)
04/08/2016	30/09/2016	17/10/2016	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 juin 2016, l'actif total de la Société s'établissait à 3 441 M\$, le passif total à 2 940 M\$, y compris la dette à long terme de 2 449 M\$, et les capitaux propres à 500,9 M\$. Également au 30 juin 2016, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 1,56:1,00 (2,15:1,00 au 31 décembre 2015). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 62,1 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 167,5 M\$ et des comptes de réserve de 49,0 M\$. Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant la période de six mois close le 30 juin 2016 sont expliqués ci-après.

### Actif

#### Principales variations du total de l'actif pour la période de six mois close le 30 juin 2016 :

- Une diminution nette de 123,7 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 325,3 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 68,9 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 13,3 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.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## Éléments du fonds de roulement

Au 30 juin 2016, le fonds de roulement était positif de 105,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,56:1,00. 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 145,2 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 juin 2016, la Société avait prélevé 165,9 M\$ et 13,9 M\$ US à titre d'avances de fonds et 64,0 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

La *trésorerie et les équivalents de trésorerie* s'élevaient à 62,1 M\$ au 30 juin 2016, comparativement à 40,7 M\$ au 31 décembre 2015. L'augmentation découle principalement des produits plus élevés au deuxième trimestre et de l'achat des sept entités françaises.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 167,5 M\$ au 30 juin 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 augmenté de 37,1 M\$ au 31 décembre 2015 à 54,0 M\$ au 30 juin 2016, en raison principalement des produits supérieurs découlant de l'amélioration des résultats pour la plupart des centrales hydroélectriques en exploitation en Colombie-Britannique et des taxes à la consommation à recevoir à l'égard de la construction des Projets en développement au 30 juin 2016, comparativement au 31 décembre 2015.

Les *crédeurs et charges à payer* ont diminué de 95,5 M\$ au 31 décembre 2015 à 90,6 M\$ au 30 juin 2016, en raison principalement du paiement de crédeurs par Tretheway Creek et Big Silver, 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 61,1 M\$ au 30 juin 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 48,1 M\$ au 30 juin 2016, comparativement à 41,5 M\$ au 31 décembre 2015. L'augmentation est attribuable aux investissements obligatoires dans les réserves aux fins des sept entités françaises acquises. La disponibilité des fonds des comptes de la 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 2 500 M\$ au 30 juin 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 541,1 M\$ au 30 juin 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.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## 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 juin 2016, la Société avait des participations de 8,5 M\$ dans des coentreprises, comparativement à 9,3 M\$ au 31 décembre 2015. Cette diminution de 0,8 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 0,7 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 525,7M\$ au 30 juin 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 95,8 M€ (168,4 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 14,9 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 81,3 M\$ au 30 juin 2016 (valeur négative de 67,7 M\$ au 31 décembre 2015). Cette augmentation est principalement attribuable à la baisse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2015. 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 ».

### Dette à long terme

Au 30 juin 2016, la dette à long terme s'établissait à 2 449 M\$ (2 215 M\$ au 31 décembre 2015). Cette augmentation de 233,4 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's, 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 %, compte tenu du swap de taux d'intérêt (5,99 % auparavant).

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

# RAPPORT DE GESTION

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

---

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 juin 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 Viger-Denonville, s.e.c. à Innergex, comme il est expliqué plus en détail à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

Au 30 juin 2016, les autres passifs s'établissaient à 20,8 M\$ (13,4 M\$ au 31 décembre 2015). L'augmentation de 7,4 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 4,5 M\$, des intérêts de 1,9 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 juin 2016, les capitaux propres de la Société totalisaient 500,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 22,0 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 29,3 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement de la comptabilisation d'un bénéfice net de 22,9 M\$ et 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'Innergex, partiellement contrebalancées par des dividendes de 36,9 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées, et de la comptabilisation d'autres éléments du résultat global de 13,4 M\$.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la Société a comptabilisé dans les autres éléments du résultat global une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 18,1 M\$, en raison principalement de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2015.

## Arrangements hors bilan

Au 30 juin 2016, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 115,8 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 64,0 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

# RAPPORT DE GESTION

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

de laquelle les Flux de trésorerie disponibles sont générés; elle ajoute également les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations appartenant à la Société tout au long de leur CAÉ. La Société tient compte d'autres éléments qui correspondent aux entrées ou aux sorties de trésorerie non représentatives de sa capacité de génération de trésorerie à long terme. Ces ajustements comprennent la réintégration des coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (financés au moment de l'acquisition) et la réintégration des pertes réalisées ou la déduction des profits réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets avant que cette dette ne soit contractée ou le taux de change sur les achats d'équipement.

Flux de trésorerie disponibles et calcul du Ratio de distribution	Périodes de 12 mois closes le 30 juin	
	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	95 137	36 363
<i>Ajouter (Déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	8 727	(8 317)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(3 752)	(2 926)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(38 929)	(31 342)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>1</sup>	(4 645)	(7 541)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(6 533)	(7 125)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations <sup>2</sup>	—	5 419
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	1 950	263
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	26 984	100 939
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>78 939</b>	<b>85 733</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	66 201	61 518
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	84 %	72 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces <sup>3</sup>	63 168	51 140
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	80 %	60 %

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 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 juin 2016, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 78,9 M\$, comparativement à 85,7 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est attribuable principalement aux flux de trésorerie supérieurs liés aux activités d'exploitation en 2016, contrebalancés par l'augmentation des remboursements prévus sur la dette et l'absence d'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.

## 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 juin 2016, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 84 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 72 % pour la même période l'an dernier. Cette variation négative est attribuable principalement à la diminution des Flux de trésorerie disponibles, expliquée plus haut, au plus grand nombre d'actions ordinaires en circulation par suite de la conversion, au gré des porteurs, d'une partie des débentures

# RAPPORT DE GESTION

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

---

convertibles portant intérêt à 5,75 % en 3 566 851 actions ordinaires, à l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex ainsi que du RRD, partiellement contrebalancés par l'achat et l'annulation de 1 190 173 actions dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société.

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 juin 2016, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 9,2 M\$, comparativement à 6,4 M\$ pour la période correspondante précédente. Cette augmentation de 43 % 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 9 % pour la période de douze mois close le 30 juin 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 quatre Projets en développement en cours, compte tenu de l'augmentation prévue des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation une fois ces projets mis en service, du financement lié à ces projets que la Société a obtenu et des capitaux propres supplémentaires provenant du RRD.

## PERSPECTIVES POUR 2017

La Société fait certaines prévisions afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation lorsque les quatre Projets en développement actuels seront mis en service. 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. 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 quatre Projets en développement mis en service et les acquisitions de la centrale Walden et des sept entités françaises conclues, 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.

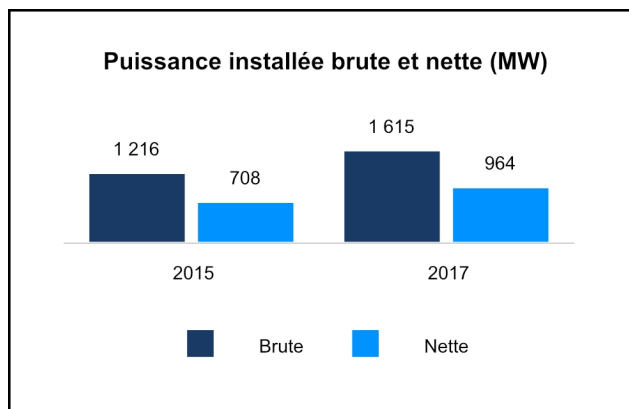
## Production moyenne à long terme (PMLT)

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 quatre Projets en développement mis en service et les acquisitions de la centrale Walden et des sept entités françaises conclues, 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.

## BAIIA ajusté prévu

Le BAIIA ajusté généré est un indicateur de rendement clé pour la Société. Elle prévoit qu'une fois les quatre Projets en développement mis en service et les acquisitions de la centrale Walden et des sept entités françaises conclues, 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\$.

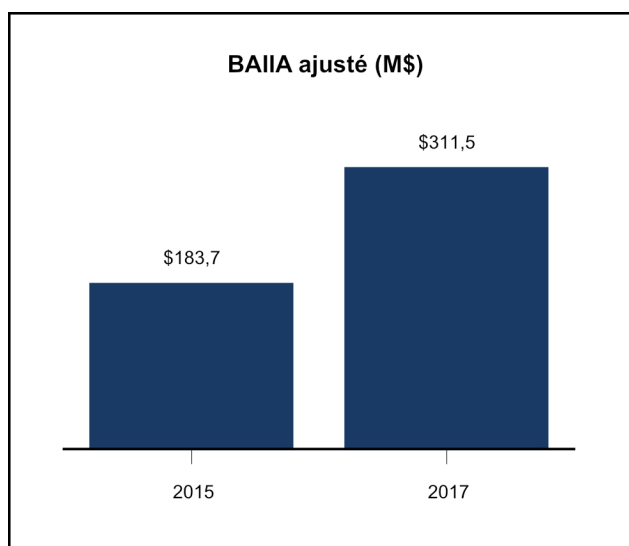
Il convient de noter que le BAIIA ajusté ne tient pas compte de l'impact des paiements d'intérêt et de principal sur les dettes actuelles de la Société, ni du financement par le biais de dettes liées aux projets.



## PMLT consolidée annualisée (GWh)

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

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



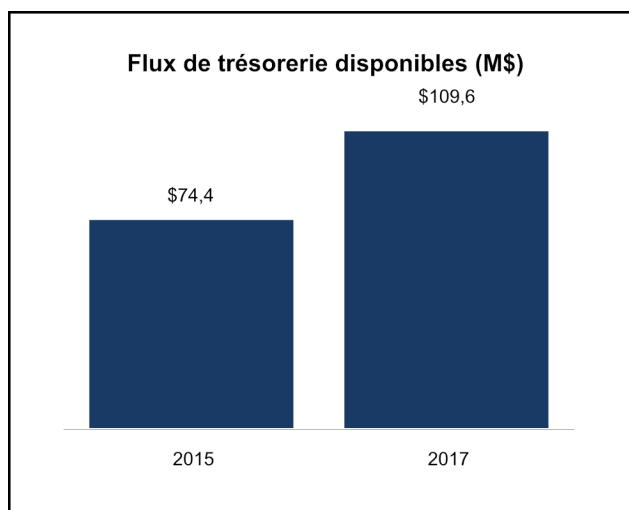
# RAPPORT DE GESTION

(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 quatre Projets en développement mis en service et les acquisitions de la centrale Walden et des sept entités françaises conclues, 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 % 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 Mesgi'g Ugju'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 juin 2016, la Société avait des participations dans 27 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 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
<b>Produits</b>				
Canada	83 300	68 824	145 129	125 885
France	2 812	—	2 812	—
États-Unis	1 673	1 347	2 324	2 013
	<b>87 785</b>	<b>70 171</b>	<b>150 265</b>	<b>127 898</b>



# RAPPORT DE GESTION

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

Au	30 juin 2016	31 décembre 2015
<b>Actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé</b>		
Canada	2 874 327	2 704 788
France	247 730	—
États-Unis	7 359	8 043
	<b>3 129 416</b>	<b>2 712 831</b>

## Canada

Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2016, la Société a enregistré des produits au Canada de 83,3 M\$ et 145,1 M\$, respectivement, comparativement à 68,8 M\$ et 125,9 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier. 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, dans une moindre mesure, 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 et la centrale hydroélectrique Walden North en C.-B. acquise en février 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 juin 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 juin 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 et de six mois closes le 30 juin 2016, la Société a enregistré des produits aux États-Unis de 1,7 M\$ et 2,3 M\$ respectivement, comparativement à 1,3 M\$ et 2,0 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier. L'augmentation des produits est attribuable principalement aux meilleurs résultats d'exploitation de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend par rapport à la même période l'an dernier. La centrale a en effet produit 122 % de sa PMLT pour la période close le 30 juin 2016. La diminution des actifs non courants pour la période close le 30 juin 2016 est surtout attribuable à l'amortissement et aux fluctuations de change.

## Secteurs opérationnels

Au 30 juin 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.

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

# RAPPORT DE GESTION

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

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
Période de trois mois close le 30 juin 2016	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	987 928	174 105	14 418	—	1 176 451
Produits	66 744	14 984	6 056	—	87 784
Charges :					
Charges d'exploitation	10 674	3 343	201	—	14 218
Frais généraux et administratifs	2 032	1 204	40	669	3 945
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	2 758	2 758
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>54 038</b>	<b>10 437</b>	<b>5 815</b>	<b>(3 427)</b>	<b>66 863</b>
Période de trois mois close le 30 juin 2015					
Production (MWh)	718 980	171 835	13 357	—	904 172
Produits	50 874	13 687	5 610	—	70 171
Charges :					
Charges d'exploitation	8 458	2 473	169	—	11 100
Frais généraux et administratifs	1 977	955	42	752	3 726
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 930	1 930
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>40 439</b>	<b>10 259</b>	<b>5 399</b>	<b>(2 682)</b>	<b>53 415</b>
SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
Période de six mois close le 30 juin 2016					
Production (MWh)	1 435 897	382 699	22 242	—	1 840 838
Produits	109 184	31 739	9 342	—	150 265
Charges :					
Charges d'exploitation	17 784	5 473	359	—	23 616
Frais généraux et administratifs	3 984	2 151	80	1 417	7 632
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	4 475	4 475
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>87 416</b>	<b>24 115</b>	<b>8 903</b>	<b>(5 892)</b>	<b>114 542</b>
Période de six mois close le 30 juin 2015					
Production (MWh)	1 157 272	385 138	20 190	—	1 562 600
Produits	88 638	30 780	8 480	—	127 898
Charges :					
Charges d'exploitation	15 257	4 708	382	—	20 347
Frais généraux et administratifs	4 375	1 889	85	1 549	7 898
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	3 283	3 283
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>69 006</b>	<b>24 183</b>	<b>8 013</b>	<b>(4 832)</b>	<b>96 370</b>

# RAPPORT DE GESTION

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

SITUATION FINANCIÈRE Au 30 juin 2016	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 800 877	577 540	112 976	949 955	3 441 348
Total du passif	1 331 761	389 045	118 808	1 100 857	2 940 471
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	3 304	157 687	—	198 082	359 073
<b>Au 31 décembre 2015</b>					
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 juin 2016, ce secteur a produit 115 % de la PMLT et a dégagé des produits de 66,7 M\$, comparativement à 88 % de la PMLT et à des produits de 50,9 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 en Colombie-Britannique pendant le trimestre, à l'apport de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek, qui a été mise en exploitation en novembre 2015 et à l'apport de la centrale hydroélectrique Walden North, qui a été acquise en février 2016.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, ce secteur a produit 120 % de la PMLT et a dégagé des produits de 109,2 M\$, comparativement à 102 % de la PMLT et à des produits de 88,6 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 au Québec et en Colombie-Britannique pendant le trimestre, à l'apport de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek, qui a été mise en exploitation en novembre 2015, et à l'apport de la centrale hydroélectrique Walden North, qui a été acquise en février 2016.

L'actif total a diminué depuis le 31 décembre 2015, en raison principalement de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles, partiellement contrebalancé par l'ajout de la centrale Walden.

Le passif total a diminué depuis le 31 décembre 2015, en raison principalement du remboursement prévu de la dette à long terme.

## Secteur de la production éolienne

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2016, le secteur de la production éolienne a produit 102 % de la PMLT et a dégagé des produits de 15,0 M\$, comparativement à 120 % de la PMLT et à des produits de 13,7 M\$ pour la même période l'an dernier. La baisse 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 uniquement par l'acquisition en France.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, le secteur de la production éolienne a produit 100 % de la PMLT et a dégagé des produits de 31,7 M\$, comparativement à 108 % de la PMLT et à des produits de 30,8 M\$ pour la même période l'an dernier. La baisse de la production 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 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.

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 juin 2016, le secteur de la production solaire a produit 117 % de la PMLT et a dégagé des produits de 6,1 M\$, comparativement à 107 % de la PMLT et à des produits de 5,6 M\$ pour la même période l'an dernier.

# RAPPORT DE GESTION

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

Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, le secteur de la production solaire a produit 113 % de la PMLT et a dégagé des produits de 9,3 M\$, comparativement à 102 % de la PMLT et à des produits de 8,5 M\$ pour la même période l'an dernier.

L'augmentation de la production et des produits pour le deuxième trimestre et la période de six 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 un remboursement prévu.

## Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 3,4 M\$ et 5,9 M\$ respectivement, comparativement à 2,7 M\$ et 4,8 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 hausse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2015 découle principalement des paiements engagés aux fins des coûts de construction des Projets en développement, partiellement contrebalancés par une diminution des liquidités soumises à restrictions, qui ont servi à payer les travaux de construction des Projets en développement. La hausse du total du passif depuis le 31 décembre 2015 est attribuable principalement aux prélèvements sur les financements des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Mesji'g Ugju's'n.

## RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015
Production (MWh)	1 176 451	664 387	647 062	777 975
Produits	87,8	62,5	56,3	62,7
BAIIA ajusté	66,9	47,7	38,8	48,6
Profit net réalisé et latent (perte nette réalisée et latente) sur instruments financiers	2,2	1,3	2,0	(2,7)
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	—	(51,7)	—
Bénéfice net (perte nette)	15,7	7,2	(34,4)	1,3
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	14,4	8,3	(30,6)	5,8
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,19	0,07	(0,31)	0,04
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,3	16,6	16,1	16,2
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,160	0,160	0,155	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 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014
Production (MWh)	904 172	658 427	819 903	826 617
Produits	70,2	57,7	68,2	66,4
BAlIA ajusté	53,4	43,0	48,7	51,7
Profit net réalisée et latent (perte nette réalisée et latente) sur instruments financiers	18,6	(56,0)	(49,6)	(15,3)
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	—	—	—
Bénéfice net (perte nette)	22,5	(37,8)	(27,6)	(4,5)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	22,8	(29,1)	(18,9)	(0,7)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,21	(0,31)	(0,21)	(0,02)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	15,7	15,7	15,1	15,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,155	0,155	0,150	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 73 % 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.

### Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 30 juin	2016				2015			
	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) <sup>2</sup>	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) <sup>2</sup>
Umbata Falls	41 284	37 823	109 %	84,93	47 244	37 823	125 %	84,86
Viger-Denonville	14 864	15 450	96 %	149,47	18 634	15 450	121 %	149,13

# RAPPORT DE GESTION

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

Périodes de six mois closes le 30 juin	2016				2015			
	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) <sup>2</sup>	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) <sup>2</sup>
Umbata Falls	69 393	54 750	127 %	84,93	69 346	54 750	127 %	84,83
Viger-Denonville	36 632	35 750	102 %	149,47	44 085	35 750	123 %	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 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits	3 506	4 009	5 894	5 883
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	231	219	466	394
BAlIA ajusté	3 275	3 790	5 428	5 489
Charges financières	633	678	1 263	1 271
Autres produits, montant net	(8)	(13)	(16)	(21)
Amortissements	1 004	1 004	2 008	2 011
Perte nette latente (Profit net latent) sur instruments financiers	676	(1 589)	2 124	409
Bénéfice net et résultat global	970	3 710	49	1 819

Pour les période de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, la production s'est établie à 109 % et 127 % respectivement de la PMLT, en raison surtout des débits d'eau supérieurs à la moyenne.

La diminution du BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 juin 2016 est surtout attribuable aux niveaux de production inférieurs par rapport à la même période l'an dernier. Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, le BAlIA ajusté est demeuré relativement stable d'une période à l'autre.

Le bénéfice net et le résultat global se sont établis respectivement à 1,0 M\$ et 0,05 M\$ pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, comparativement à 3,7 M\$ et 1,8 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier, ce qui correspond à une baisse des résultats. Si le bénéfice net et le résultat global reflètent les variations de la production dont il a été question précédemment, ils ont également été touchés par la comptabilisation de pertes nettes latentes sur instruments financiers dérivés. Pour la période de trois mois close le 30 juin 2016, Umbata Falls, L.P. a comptabilisé une perte latente de 0,7 M\$, comparativement à un profit net latent de 1,6 M\$ pour la même période l'an dernier. Pour la période de six mois close le 30 juin 2016, Umbata Falls, L.P. a comptabilisé une perte latente de 2,1 M\$, comparativement à une perte nette latente de 0,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Ces pertes, qui découlent d'une diminution des taux d'intérêt de référence au deuxième trimestre, ont entraîné une baisse du bénéfice net et du résultat global pour les deux périodes.

# 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 juin 2016	31 décembre 2015
Actifs courants	3 564	2 223
Actifs non courants	66 478	68 467
	70 042	70 690
Passifs courants	3 135	3 062
Passifs non courants	49 529	48 852
Capitaux propres	17 378	18 776
	70 042	70 690

La réduction des capitaux propres au 30 juin 2016 découle de la perte nette de 0,05 M\$ comptabilisée pour la période de six mois et d'une distribution de 1,4 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 43,7 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 10,2 M\$ au 30 juin 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 le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits	2 222	2 779	5 475	6 575
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	434	470	940	959
BAlIA ajusté	1 788	2 309	4 535	5 616
Charges financières	907	908	1 836	1 828
Autres produits, montant net	(8)	(13)	(11)	(31)
Amortissements	731	728	1 462	1 458
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers	(166)	(79)	(289)	2 028
Bénéfice net	324	765	1 537	333
Autres éléments du résultat global	(768)	1 390	(2 220)	1 390
Total du résultat global	(444)	2 155	(683)	1 723

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016, la production s'est établie à 96 % et 102 % respectivement de la PMLT, en raison principalement des régimes de vent inférieurs à la moyenne au cours de la période de trois mois, comparativement à un régime supérieur à la moyenne pour la période de six mois. La diminution du BAlIA ajusté est principalement attribuable aux niveaux de production inférieurs par rapport aux mêmes périodes l'an dernier.

Le 1<sup>er</sup> avril 2015, la Société a commencé à utiliser la comptabilité de couverture dans le traitement des Dérivés existants utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée au projet Viger-Denonville, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces 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 juin 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 six mois close le 30 juin 2016, l'augmentation du bénéfice net, par rapport au bénéfice net pour la même période l'an dernier, est principalement

# RAPPORT DE GESTION

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

attribuable à la comptabilisation d'un profit net latent sur instruments financiers, comparativement à une perte pour la période correspondante, partiellement contrebalancé par les niveaux de production inférieurs.

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

	Au	30 juin 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		1 523	2 426
Actifs non courants		58 062	59 518
		59 585	61 944
Passifs courants		4 276	4 500
Passifs non courants		57 738	57 191
Capitaux propres (déficit)		(2 429)	253
		59 585	61 944

La réduction des capitaux propres au 30 juin 2016 découle principalement d'une distribution de 2,0 M\$ et de la comptabilisation d'un résultat global négatif pour la période de six 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 52,8 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville avait une valeur négative nette de 8,7 M\$ au 30 juin 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 Innergex Europe, S.E.C. et à ses filiales, dans lesquelles Desjardins détient une participation ne donnant pas le contrôle importante, est résumée ci-après, avant les éliminations intragroupe.

## Innergex Europe, S.E.C. 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 des filiales étrangères entièrement détenues d'Innergex Europe, S.E.C. Avant l'investissement fait par Desjardins, la Société détenait 100 % des parts d'Innergex Europe, S.E.C. Le 10 juin 2016, Desjardins a investi 38,4 M\$ en échange de 30,45 % des parts ordinaires et d'une débenture de 31 965 \$ émise par Innergex Europe, S.E.C. 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 - Innergex Europe, S.E.C. et ses filiales

	Période de 77 jours close le 30 juin 2016
Produits	2 812
BAIIA ajusté	1 683
Perte nette	(3 743)
Autres éléments du résultat global	(135)
<b>Total du résultat global</b>	<b>(3 878)</b>
Perte nette attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(3 313)
Participations ne donnant pas le contrôle	(430)
	<b>(3 743)</b>
Total du résultat global attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(3 422)
Participations ne donnant pas le contrôle	(456)
	<b>(3 878)</b>

Depuis l'acquisition le 15 avril 2016 et jusqu'au 30 juin 2016, la production s'est établie à 81 % 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 0,1 M\$ payables à Desjardins sur la débenture de 32,0 M\$, une distribution de 1,3 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 1,7 M\$.

Bien que la Société ait acquis les sept entités françaises au cours du trimestre considéré, il convient de mentionner que pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la production a atteint 104 % 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, la production ayant été inférieure à la moyenne pour le trimestre clos le 30 juin 2016.

## Sommaire des états de la situation financière - Innergex Europe

	Au	30 juin 2016
Actifs courants		13 673
Actifs non courants		250 869
		<b>264 542</b>
Passifs courants		9 280
Passifs non courants		252 741
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 780
Participations ne donnant pas le contrôle		741
		<b>264 542</b>

# 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 77 jours close le 30 juin 2016
Produits	2 812
BAlIA ajusté	1 784
Perte nette	(2 017)
Autres éléments du résultat global	(29)
<b>Total du résultat global</b>	<b>(2 046)</b>

### Sommaire des états de la situation financière - Sept entités françaises

	Au	30 juin 2016
Actifs courants		12 622
Actifs non courants		230 067
		<b>242 689</b>
Passifs courants		11 409
Passifs non courants		185 996
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		45 284
		<b>242 689</b>

## 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<sup>er</sup> janvier 2016. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les montants déclarés pour l'exercice en cours.

#### 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<sup>er</sup> janvier 2016. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les montants déclarés pour l'exercice en cours.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## 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 (\$)
04/08/2016	30/09/2016	17/10/2016	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 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2016	2015	2016	2015
<b>Produits</b>		87 784	70 171	150 265	127 898
<b>Charges</b>					
Charges d'exploitation	4	14 218	11 100	23 616	20 347
Frais généraux et administratifs		3 945	3 726	7 632	7 898
Charges liées aux projets potentiels		2 758	1 930	4 475	3 283
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres (produits) charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers		66 863	53 415	114 542	96 370
Charges financières	5	24 608	24 540	44 102	40 957
Autres (produits) charges, montant net	6	(233)	24 065	(407)	92 479
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers		42 488	4 810	70 847	(37 066)
Amortissement des immobilisations corporelles	4, 9	15 070	13 241	28 853	26 498
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	7 065	5 540	12 719	11 080
Quote-part du bénéfice des coentreprises		(475)	(2 200)	(24)	(1 056)
Profit net latent sur instruments financiers		(2 145)	(43 096)	(3 432)	(55 081)
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		22 973	31 325	32 731	(18 507)
Charge (économie) d'impôt					
Exigible		845	879	1 472	1 630
Différée		6 451	7 940	8 386	(4 833)
		7 296	8 819	9 858	(3 203)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>		<b>15 677</b>	<b>22 506</b>	<b>22 873</b>	<b>(15 304)</b>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		14 381	22 808	22 713	(6 336)
Participations ne donnant pas le contrôle		1 296	(302)	160	(8 968)
		15 677	22 506	22 873	(15 304)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	7	107 318	101 235	105 657	101 071
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	7	0,19	0,21	0,19	(0,10)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	7	108 314	101 566	106 469	101 474
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$)	7	0,19	0,21	0,19	(0,10)

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 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net (perte nette)	15 677	22 506	22 873	(15 304)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :				
(Perte) profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(510)	(114)	(1 091)	624
Impôt différé connexe	65	15	153	(82)
Profit (perte) de change sur les couvertures désignées des placements dans des filiales étrangères autonomes	343	133	1 009	(620)
Impôt différé connexe	(76)	(17)	(164)	82
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	(5 972)	10 060	(18 087)	8 265
Impôt différé connexe	1 582	(2 652)	4 787	(2 179)
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture de la coentreprise	—	695	—	695
Impôt différé connexe	—	(183)	—	(183)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la perte de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(27)	—	(27)	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture	(421)	264	(1 359)	264
Impôt différé connexe	46	(68)	130	(68)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(4 970)</b>	<b>8 133</b>	<b>(14 649)</b>	<b>6 798</b>
<b>Total du résultat global</b>	<b>10 707</b>	<b>30 639</b>	<b>8 224</b>	<b>(8 506)</b>
Autres éléments du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(4 568)	7 937	(13 393)	6 602
Participations ne donnant pas le contrôle	(402)	196	(1 256)	196
	<b>(4 970)</b>	<b>8 133</b>	<b>(14 649)</b>	<b>6 798</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>				
Propriétaires de la société mère	9 813	30 745	9 320	266
Participations ne donnant pas le contrôle	894	(106)	(1 096)	(8 772)
	<b>10 707</b>	<b>30 639</b>	<b>8 224</b>	<b>(8 506)</b>

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 juin 2016	Au 31 décembre 2015
	Notes		
<b>Actif</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		62 133	40 663
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		167 513	312 720
Débiteurs		54 031	37 073
Comptes de réserve		856	1 315
Impôt à recevoir		7	4
Instruments financiers dérivés		1 572	1 209
Charges payées d'avance et autres		6 183	4 363
		292 295	397 347
<b>Actifs non courants</b>			
Comptes de réserve		48 131	41 521
Immobilisations corporelles	9	2 499 536	2 174 222
Immobilisations incorporelles		541 122	472 271
Participations dans des coentreprises		8 515	9 327
Instruments financiers dérivés		7 895	2 768
Actifs d'impôt différé		15 051	15 356
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		20 534	7 222
		3 441 348	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 juin 2016	Au 31 décembre 2015
	Notes		
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dividendes à verser aux actionnaires		18 761	17 892
Fournisseurs et autres créiteurs		90 623	95 466
Impôt à payer		1 178	1 234
Instruments financiers dérivés		15 145	15 337
Tranche à court terme de la dette à long terme		61 131	54 995
Tranche à court terme des autres passifs		370	246
		187 208	185 170
<b>Passifs non courants</b>			
Instruments financiers dérivés		75 630	56 348
Dette à long terme	10	2 387 654	2 160 438
Autres passifs		20 800	13 429
Composante passif des débentures convertibles		94 131	93 430
Passifs d'impôt différé		175 048	147 931
		2 940 471	2 656 746
<b>Capitaux propres</b>			
Capital des actions ordinaires		160 071	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
Paieement fondé sur des actions		2 215	2 174
Composante capitaux propres des débentures convertibles		1 877	1 877
Déficit		(576 828)	(567 848)
Cumul des autres éléments du résultat global		(14 969)	(1 576)
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		478 848	449 650
Participations ne donnant pas le contrôle		22 029	21 907
Total des capitaux propres		500 877	471 557
		3 441 348	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 six mois close le 30 juin 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 privilegiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 <sup>er</sup> 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							22 713		22 713	160	22 873
Autres éléments du résultat global								(13 393)	(13 393)	(1 256)	(14 649)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	22 713	(13 393)	9 320	(1 096)	8 224
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	128	1 530							1 530		1 530
Paiement fondé sur des actions					41				41		41
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle							5 195		5 195	1 218	6 413
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(33 917)		(33 917)		(33 917)
Dividendes déclarés sur les actions privilegiées							(2 971)		(2 971)		(2 971)
Solde au 30 juin 2016	107 972	160 071	775 413	131 069	2 215	1 877	(576 828)	(14 969)	478 848	22 029	500 877

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 six mois close le 30 juin 2015	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 <sup>er</sup> 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							(6 336)		(6 336)	(8 968)	(15 304)
Autres éléments du résultat global								6 602	6 602	196	6 798
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(6 336)	6 602	266	(8 772)	(8 506)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	466	5 154							5 154		5 154
Paiement fondé sur des actions					107				107		107
Exercice d'options sur actions	45	462			(68)				394		394
Conversion de déventures convertibles en actions ordinaires	86	922				(21)			901		901
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(5 249)	(5 249)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(31 361)		(31 361)		(31 361)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(3 563)		(3 563)		(3 563)
Solde au 30 juin 2015	101 269	68 762	784 482	131 069	2 089	1 319	(507 596)	6 587	486 712	33 390	520 102

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 six mois closes les 30 juin	
		2016	2015
	Notes		
<b>Activités d'exploitation</b>			
Bénéfice net (perte nette)		22 873	(15 304)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles	9	28 853	26 498
Amortissement des immobilisations incorporelles		12 719	11 080
Quote-part du bénéfice des coentreprises		(24)	(1 056)
Profit net latent sur instruments financiers		(3 432)	(55 081)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	2 446	685
Amortissement des frais de financement	5	509	388
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	5	770	277
Charges de désactualisation des autres passifs	5	232	310
Païement fondé sur des actions		41	107
Impôt différé		8 386	(4 833)
Autres		173	(30)
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	5	39 713	38 871
Intérêts versés		(37 164)	(37 009)
Distributions reçues des coentreprises		1 708	4 556
Charge d'impôt exigible		1 472	1 630
Impôt sur le résultat payé, montant net		(1 502)	(1 878)
Incidence de la variation des taux de change		(657)	324
		77 116	(30 465)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	11	(18 181)	(1 180)
		58 935	(31 645)
<b>Activités de financement</b>			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(31 221)	(25 611)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(3 266)	(3 562)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		—	(5 249)
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		6 392	—
Augmentation de la dette à long terme		488 206	686 911
Remboursement de la dette à long terme		(381 249)	(389 246)
Païement des frais de financement différés		(1 998)	(8 134)
Produit de l'émission d'actions ordinaires		50 000	—
Produit de l'exercice d'options sur actions		—	394
		126 864	255 503

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 six mois closes les 30 juin	
		2016	2015
<b>Activités d'investissement</b>			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises		11 887	—
Acquisitions d'entreprises	3	(102 795)	—
Diminution (augmentation) des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		145 207	(93 334)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve		171	(2 923)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(204 135)	(108 005)
Ajouts aux frais de développement de projets		—	(29 104)
Ajouts aux autres actifs non courants		(14 626)	(399)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		—	29
		(164 291)	(233 736)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(38)	233
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		21 470	(9 645)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		40 663	54 609
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>		<b>62 133</b>	<b>44 964</b>
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		58 008	27 904
Placements à court terme		4 125	17 060
		62 133	44 964

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 11.

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 4 août 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 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<sup>er</sup> janvier 2016. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

#### 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<sup>er</sup> janvier 2016. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

# NOTES ANNEXES

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

## 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 \$ qui a été versée à titre de dépôt au quatrième trimestre de 2015 et qui 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)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>9 200</b>

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<sup>er</sup> janvier 2016, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé se seraient établis à 150 378 \$ et à 22 823 \$, respectivement, pour la période de six mois close le 30 juin 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 1 376 \$ et à 769 \$, respectivement, pour la période de 127 jours close le 30 juin 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 d'environ 86,8 MW au portefeuille de parcs éoliens en exploitation de la Société.

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 \$.

# NOTES ANNEXES

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

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)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>63 971</b>	<b>94 465</b>

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<sup>er</sup> janvier 2016, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé se seraient établis à 159 391 \$ et à 23 931 \$, respectivement, pour la période de six mois close le 30 juin 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 2 812 \$ et à 1 947 \$, respectivement, pour la période de 77 jours close le 30 juin 2016.

## 4. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Salaires	983	1 075	2 096	2 048
Assurances	704	626	1 366	1 279
Exploitation et entretien	5 828	4 860	9 400	8 645
Impôts fonciers et redevances	6 703	4 539	10 754	8 375
	<b>14 218</b>	<b>11 100</b>	<b>23 616</b>	<b>20 347</b>

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 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	20 315	19 469	39 713	38 871
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	3 339	4 327	2 446	685
Amortissement des frais de financement	259	197	509	388
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	308	146	770	277
Charges de désactualisation des autres passifs	136	151	232	310
Autres	251	250	432	426
	24 608	24 540	44 102	40 957

## 6. AUTRES (PRODUITS) CHARGES, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Coûts de transaction	355	—	1 266	—
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	24 527	—	92 574
(Profit) perte de change réalisé(e)	(33)	(100)	(543)	561
Autres produits, montant net	(538)	(333)	(828)	(627)
Perte (profit) découlant de la cession d'immobilisations corporelles	173	(29)	173	(29)
Reprise de la perte de valeur des prêts	(190)	—	(475)	—
	(233)	24 065	(407)	92 479

# 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 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	14 381	22 808	22 713	(6 336)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 782)	(2 971)	(3 563)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	12 896	21 026	19 742	(9 899)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	107 318	101 235	105 657	101 071
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	0,19	0,21	0,19	(0,10)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	107 318	101 235	105 657	101 071
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	996	331	812	403
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	108 314	101 566	106 469	101 474
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$) b)	0,19	0,21	0,19	(0,10)

- 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 des périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2016, la totalité des 3 425 684 options sur actions (la totalité des 3 425 684 options sur actions pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015) avait un effet dilutif.

Au cours des périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2016, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 7 472 113 actions n'avait un effet dilutif au cours des périodes correspondantes de 2015).

- b) Au cours de la période de six mois close le 30 juin 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 juin 2016	31 décembre 2015
<b>Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture est utilisée :</b>				
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et convertis à un taux de 1,7575 \$ CA pour 1 €	2018	Aucune	168 390	—

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 juin 2016	31 décembre 2015
<b>Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture est utilisée :</b>				
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,64 % amorti et converti à un taux de 1,4354 \$ CA pour 1 €	2030	Aucune	14 928	—

# 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
<b>Coût</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2016	2 623	1 427 025	372 038	124 274	531 591	9 194	2 466 745
Ajouts	—	1 288	275	—	197 768	626	199 957
Acquisitions d'entreprises (note 3)	286	1 500	157 322	—	—	8	159 116
Cessions	—	(207)	—	—	—	—	(207)
Autres variations	—	—	—	—	—	(263)	(263)
Écarts de change, montant net	(11)	(540)	(4 398)	—	—	(2)	(4 951)
<b>Au 30 juin 2016</b>	<b>2 898</b>	<b>1 429 066</b>	<b>525 237</b>	<b>124 274</b>	<b>729 359</b>	<b>9 563</b>	<b>2 820 397</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2016	—	(164 117)	(100 307)	(21 820)	—	(6 279)	(292 523)
Amortissement	—	(14 664)	(10 319)	(2 978)	—	(892)	(28 853)
Cessions	—	34	—	—	—	—	34
Autres variations	—	—	—	—	—	263	263
Écarts de change, montant net	—	193	21	—	—	4	218
<b>Au 30 juin 2016</b>	<b>—</b>	<b>(178 554)</b>	<b>(110 605)</b>	<b>(24 798)</b>	<b>—</b>	<b>(6 904)</b>	<b>(320 861)</b>
<b>Valeur comptable au 30 juin 2016</b>	<b>2 898</b>	<b>1 250 512</b>	<b>414 632</b>	<b>99 476</b>	<b>729 359</b>	<b>2 659</b>	<b>2 499 536</b>

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 21 089 \$ (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 2 890 \$ (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 juin 2016	31 déc. 2015
<b>Emprunts à terme – France (sans droit de recours auprès de la Société et dont la devise d'origine est l'euro)</b>				
a) Cholletz, emprunt à terme, taux variable	1,90 %	2017	2 153	—
b) Valottes, emprunt à terme, taux fixe	2,69 %	2024	6 697	—
c) Antoigné, emprunt à terme, taux fixe	2,67 %	2025	9 740	—
d) Bois d'Anchat, emprunt à terme, taux fixe	3,20 %	2025	1 443	—
e) Longueval, emprunt à terme, taux fixe	1,86 %	2025	8 712	—
e) Longueval, emprunt à terme, taux fixe	1,67 %	2025	3 081	—
f) Porcien, emprunt à terme, taux fixe	1,86 %	2025	8 712	—
f) Porcien, emprunt à terme, taux fixe	1,67 %	2025	3 434	—
b) Valottes, emprunt à terme, taux fixe	1,80 %	2026	11 860	—
g) Beaumont, emprunt à terme, taux fixe	2,16 %	2027	5 423	—
g) Beaumont, emprunt à terme, taux fixe	2,63 %	2027	1 384	—
d) Bois d'Anchat, emprunt à terme, taux fixe	2,25 %	2030	14 388	—
a) Cholletz, emprunt à terme, taux fixe	2,23 %	2030	14 928	—
g) Beaumont, emprunt à terme, taux fixe	2,42 %	2031	29 426	—
			121 381	—
<b>Débenture – Canada (sans droit de recours auprès de la Société et dont la devise d'origine est le dollar canadien)</b>				
h) Innergex Europe, débenture, taux fixe	8,00 %	2046	31 965	—
			153 346	—

# 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 21 993 €.

## 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 23 798 €.

## 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 14 563 €.

## 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 22 965 €.

# 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 16 460 €.

## 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 16 782 €.

## 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 52 514 €.

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

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

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2016	2015
Débiteurs et impôt à recevoir	(14 187)	(10 713)
Charges payées d'avance et autres	2	(700)
Fournisseurs, autres créditeurs et passifs d'impôt	(3 996)	10 233
	(18 181)	(1 180)

### b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2016	2015
Intérêts versés [y compris les intérêts capitalisés de 20 660 \$ (9 945 \$ en 2015)]	57 824	46 954
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(4 318)	13 557
Frais de développement impayés	—	(4 218)
Frais d'émission d'actions ordinaires impayés	(95)	—
Actions ordinaires émises à la conversion de débetures convertibles	—	(922)
Actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions	—	(68)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(1 531)	(5 154)
Prêts consentis à des partenaires en échange de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	(21)	—

# NOTES ANNEXES

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

## 12. 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 juin 2016
<b>Sommaire de l'état de la situation financière</b>	
Actifs courants	13 673
Actifs non courants	250 869
	264 542
Passifs courants	9 280
Passifs non courants	252 741
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 780
Participations ne donnant pas le contrôle	741
	264 542

	Période de 77 jours close le 30 juin 2016
<b>Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global</b>	
Produits	2 812
Charges <sup>1</sup>	6 555
Perte nette	(3 743)
Autres éléments du résultat global	(135)
Total du résultat global	(3 878)
Perte nette attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(3 313)
Participations ne donnant pas le contrôle	(430)
	(3 743)
Total du résultat global attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(3 422)
Participations ne donnant pas le contrôle	(456)
	(3 878)

1. Les charges comprennent des intérêts de 142 \$ à payer à Desjardins au titre de la débenture de 31 965 \$, un montant de 1 282 \$ 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. À l'exclusion de ces trois éléments, la perte nette se serait chiffrée à 1 719 \$.

# NOTES ANNEXES

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

## 13. INFORMATION SECTORIELLE

### Secteurs géographiques

La Société détient des participations dans 27 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 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
<b>Produits</b>				
Canada	83 300	68 824	145 129	125 885
France	2 812	—	2 812	—
États-Unis	1 673	1 347	2 324	2 013
	<b>87 785</b>	<b>70 171</b>	<b>150 265</b>	<b>127 898</b>

	Au 30 juin 2016	Au 31 décembre 2015
<b>Actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé</b>		
Canada	2 874 327	2 704 788
France	247 730	—
États-Unis	7 359	8 043
	<b>3 129 416</b>	<b>2 712 831</b>

### 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 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 de la perte des coentreprises et profit net latent 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 juin 2016					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	66 744	14 984	6 056	—	87 784
Charges :					
Charges d'exploitation	10 674	3 343	201	—	14 218
Frais généraux et administratifs	2 032	1 204	40	669	3 945
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	2 758	2 758
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers	54 038	10 437	5 815	(3 427)	66 863
Charges financières					24 608
Autres produits, montant net					(233)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					42 488
Amortissement des immobilisations corporelles					15 070
Amortissement des immobilisations incorporelles					7 065
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(475)
Profit net latent sur instruments financiers					(2 145)
<b>Bénéfice avant impôt sur le résultat</b>					<b>22 973</b>

# 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 juin 2015					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	50 874	13 687	5 610	—	70 171
Charges :					
Charges d'exploitation	8 458	2 473	169	—	11 100
Frais généraux et administratifs	1 977	955	42	752	3 726
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 930	1 930
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	40 439	10 259	5 399	(2 682)	53 415
Charges financières					24 540
Autres charges, montant net					24 065
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					4 810
Amortissement des immobilisations corporelles					13 241
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 540
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(2 200)
Profit net latent sur instruments financiers					(43 096)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					31 325

# NOTES ANNEXES

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

Période de six mois close le 30 juin 2016					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	109 184	31 739	9 342	—	150 265
Charges :					
Charges d'exploitation	17 784	5 473	359	—	23 616
Frais généraux et administratifs	3 984	2 151	80	1 417	7 632
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	4 475	4 475
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers	87 416	24 115	8 903	(5 892)	114 542
Charges financières					44 102
Autres produits, montant net					(407)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					70 847
Amortissement des immobilisations corporelles					28 853
Amortissement des immobilisations incorporelles					12 719
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(24)
Profit net latent sur instruments financiers					(3 432)
<b>Bénéfice avant impôt sur le résultat</b>					<b>32 731</b>

Au 30 juin 2016					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 800 877	577 540	112 976	949 955	3 441 348
Total du passif	1 331 761	389 045	118 808	1 100 857	2 940 471
Acquisitions d'immobilisations corporelles au cours de la période	3 304	157 687	—	198 082	359 073

# NOTES ANNEXES

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

Période de six mois close le 30 juin 2015					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	88 638	30 780	8 480	—	127 898
Charges :					
Charges d'exploitation	15 257	4 708	382	—	20 347
Frais généraux et administratifs	4 375	1 889	85	1 549	7 898
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	3 283	3 283
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	69 006	24 183	8 013	(4 832)	96 370
Charges financières					40 957
Autres charges, montant net					92 479
Perte avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					(37 066)
Amortissement des immobilisations corporelles					26 498
Amortissement des immobilisations incorporelles					11 080
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(1 056)
Profit net latent sur instruments financiers					(55 081)
Perte avant impôt sur le résultat					(18 507)
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)

---

## 14. 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 (\$)
04/08/2016	30/09/2016	17/10/2016	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 débetures convertibles d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.DB.A.

## Agences de notation

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

## Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Services aux investisseurs Computershare inc.  
1500, boul. Robert-Bourassa, bureau 700, Montréal (Québec) H3A 3S8  
Téléphone : 1 800 564-6253 ou 514 982-7555  
Courriel : [service@computershare.com](mailto: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](http://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](mailto: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](http://www.innergex.com)