

# REVUE FINANCIÈRE

AU 31 DÉCEMBRE 2015

## TABLE DES MATIÈRES

Rapport de gestion	<b>2</b>
Responsabilité de l'information financière	<b>69</b>
Rapport de l'auditeur indépendant	<b>70</b>
États financiers consolidés	<b>71</b>
Notes complémentaires aux états financiers consolidés	<b>79</b>
Renseignements pour les investisseurs	<b>148</b>

Innnergex énergie renouvelable inc. est un chef de file 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 elle exerce ses activités au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique et dans l'Idaho, aux États-Unis. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto

sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débentures convertibles sous le symbole INE.DB.A.

La mission d'Innnergex 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. 🌱

## FAITS SAILLANTS 2015

La Société a conclu des financements de projets pour un montant total de 1 000,5 M\$, incluant le financement de 688,8 M\$ pour les projets hydroélectriques Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek situés en Colombie-Britannique, et le financement de 311,7 M\$ pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n situé au Québec.

La Société a réexaminé les coûts totaux prévus pour achever le projet Tretheway Creek et les trois projets en construction ; une économie de 36,0 M\$ est prévue par rapport aux estimations antérieures des coûts totaux des projets.

Les travaux de construction ont débuté au projet éolien Mesgi'g Ugju's'n situé au Québec. Le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n de 150 MW est la copropriété des trois Premières Nations Mi'gmaq du Québec – Gesgapegiag, Gespeg et Listuguj – et d'Innnergex.

La Société a émis 100,0 M\$ de débentures convertibles portant intérêt à 4,25 % et a racheté 41,6 M\$ et converti 38,0 M\$ d'un capital global de 80,5 M\$ de débentures convertibles en circulation portant intérêt à 5,75 %.

Innnergex et la Bande Cayoose Creek ont signé une entente pour l'acquisition conjointe du projet hydroélectrique Walden North situé en Colombie-Britannique pour un montant de 9,2 M\$. Cette acquisition a été conclue le 25 février 2016.

La Société a signé une déclaration commune d'intention avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») afin d'étudier conjointement plusieurs occasions de projets d'énergies renouvelables au Mexique, dans le but de développer ensemble des projets sélectionnés.

Au 31 décembre 2015, 1 190 173 actions ordinaires avaient été rachetées aux fins d'annulation à un prix moyen de 10,36 \$, en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

## PERFORMANCE FINANCIÈRE DE 2015

La production d'électricité a augmenté de **1%** à 2 987 GWh et a atteint 98 % de la moyenne à long terme

Les produits ont augmenté de **2%** à 246,9 M\$ comparativement à l'exercice précédent

Le BAIIA ajusté a augmenté de **2%** à 183,7 M\$ comparativement à l'exercice précédent

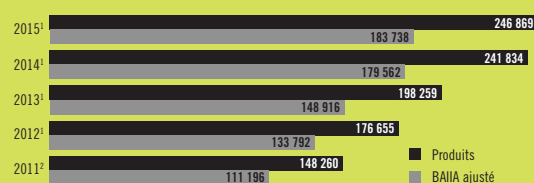
Les Flux de trésorerie disponibles générés ont atteint **74,4 M\$**

Le Ratio de distribution est amélioré à **86%** comparativement à 88 % pour l'exercice précédent

Le 24 février 2016, le conseil d'administration a annoncé une augmentation de 0,02 \$ du dividende annuel que la Société a l'intention de verser aux détenteurs d'actions ordinaires, à 0,64 \$ annuel par action ordinaire, payable trimestriellement. Cette augmentation reflète l'exécution de la stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société, soit de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement sur le capital investi ajusté au risque, et de distribuer un dividende stable. 🌱

### PRODUITS ET BAIIA AJUSTÉ

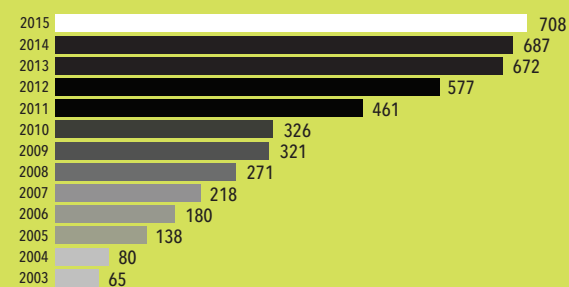
Au 31 décembre (000 \$)



1 Préparés conformément aux IFRS – excluent les coentreprises.  
2 Incluent les coentreprises.

### PUISSANCE INSTALLÉE NETTE

Au 31 décembre (MW)



# RAPPORT DE GESTION

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

## 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 l'exercice clos le 31 décembre 2015. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 24 février 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 audités et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, ainsi que les données comparables de 2014, ont été préparés conformément aux normes internationales d'information financière (« IFRS »). Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

## TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF .....	2	Situation financière .....	30
Information prospective .....	3	Transactions entre parties liées .....	43
Mesures non conformes aux IFRS .....	5	Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution .....	44
Renseignements supplémentaires et mises à jour ...	6	Performance financière prévue .....	46
Vue d'ensemble .....	6	Perspectives pour 2017 .....	46
Stratégie de la Société .....	8	Information sectorielle .....	49
Tendances du marché .....	11	Renseignements financiers trimestriels .....	51
Information annuelle choisie .....	14	Résultats 4ième trimestre .....	53
Activités de mise en service .....	16	Participations dans des coentreprises .....	55
Activités en 2015 .....	16	Filiales non entièrement détenues .....	58
Projets en développement .....	19	Risques et incertitudes .....	63
Projets potentiels .....	20	Principales conventions comptables .....	67
Résultats d'exploitation .....	20	Modifications de méthodes comptables .....	67
Liquidités et ressources en capital .....	28	Événements postérieurs à la clôture .....	68
Dividendes .....	30		

## 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 évalué l'efficacité des CPCI et des CIIF au 31 décembre 2015 et ont conclu qu'ils étaient efficaces et qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. Il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant l'exercice clos le 31 décembre 2015 qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

**Information financière future** : L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits et le BAIIA ajusté prévus, les Flux de trésorerie disponibles prévus, les coûts de projet estimés et les financements prévus afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des Projets en développement, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

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

**Risques et incertitudes** : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement futurs exprimés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués dans la *Notice annuelle* de la Société sous la rubrique « Facteurs de risque » et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en oeuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état des marchés des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; la défaillance de l'équipement ou des activités d'entretien ou d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; la possibilité que la Société ne déclare ni ne verse un dividende; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; des changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en matériaux; les changements de la conjoncture économique générale; les risques réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la disponibilité et la fiabilité des réseaux de transport; l'augmentation des droits d'utilisation de l'eau ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; les bris des barrages; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; les risques liés à la croissance et à l'expansion des marchés étrangers; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance; une notation de crédit qui peut ne pas refléter la performance réelle de la Société ou qui peut être abaissée; la possibilité de responsabilité non divulguée liée aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées; et le fait que les produits provenant de la centrale Miller Creek vont fluctuer en raison du prix au comptant de l'électricité.

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

## Information prospective dans le présent rapport de gestion

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



# 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>Intention de s'implanter dans des marchés cibles à l'échelle internationale</b></p> <p>Compte tenu de sa stratégie de croissance, la Société fournit des indications au sujet de son intention d'établir une présence dans des marchés cibles à l'échelle internationale au cours des prochaines années.</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>Fluctuations du taux de change</p>

## MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. Le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels.

Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro Limited Partnership pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, plus ou moins d'autres éléments tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.

Les renvois au « Ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net et que les Flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## 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.

## VUE D'ENSEMBLE

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

### Portefeuille d'actifs

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

- 34 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et octobre 2015, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 8,1 années. Elles vendent l'électricité produite en vertu de Contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 18,1 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; et
- plusieurs projets pour lesquels des droits de propriété foncière ont été obtenus, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (collectivement, les « Projets potentiels »). Ces projets sont à différents stades de développement.

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

# RAPPORT DE GESTION

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

## INNERGEX

	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
<b>Hydroélectricité</b>			
Puissance brute :	568.2 MW	147.3 MW	1,000.0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	438.9 MW	111.7 MW	900.0 MW
<b>Éolien</b>			
Puissance brute :	614.1 MW	150.0 MW	2,450.0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	236.3 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 :	1,215.5 MW	297.3 MW	3,530.0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	708.4 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 qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement sur le capital investi ajusté au risque, et de distribuer un dividende stable.

### Production exclusive d'énergie renouvelable

La Société est déterminée à produire de l'électricité exclusivement à partir de sources d'énergie renouvelable.

### Développement durable

Dans la conduite de ses affaires, la Société s'emploie à trouver un juste équilibre entre les aspects économiques, sociaux et environnementaux et est déterminée à planifier, à gérer et à mener ses activités et à prendre des décisions dans un esprit de durabilité.

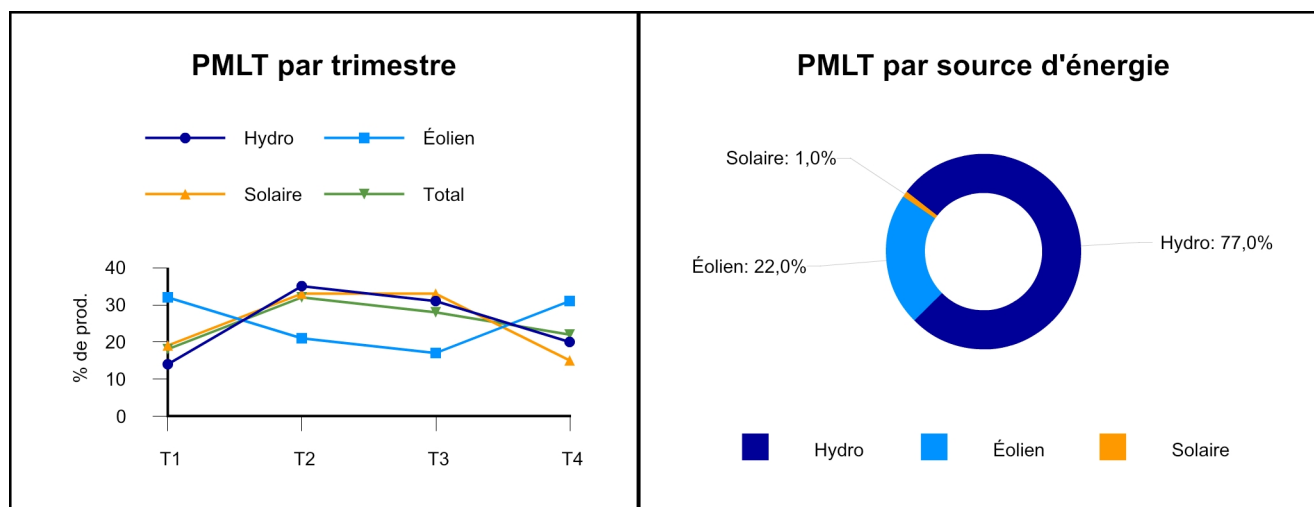
### Maintien de la diversification des sources d'énergie

La quantité d'électricité produite par les Installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des débits d'eau, des régimes de vent et un régime solaire moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 27 centrales hydroélectriques, localisées sur 24 bassins versants, six parcs éoliens et un parc solaire, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustrent le tableau et les diagrammes suivants :

Production moyenne à long terme consolidée <sup>1</sup>									
En GWh et %	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	335,4	14 %	848,4	35 %	740,9	31 %	491,1	20 %	2 415,9
ÉOLIEN	213,6	32 %	142,8	21 %	112,8	17 %	207,3	31 %	676,5
SOLAIRE <sup>2</sup>	7,2	19 %	12,4	33 %	12,5	33 %	5,7	15 %	37,9
Total	556,2	18 %	1 003,6	32 %	866,2	28 %	704,1	22 %	3 130,3

1. Production moyenne à long terme (PMLT) annualisée pour les installations en exploitation au 24 février 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)*

---

## Développement de relations stratégiques

Les relations stratégiques et les partenariats constituent un volet important de la stratégie d'affaires de la Société. Lorsqu'elle collabore avec un partenaire stratégique ou financier, la Société partage avec le partenaire la propriété des projets. Les partenaires stratégiques actuels sont TransCanada Energy Ltd. (propriétaire de 62 % des parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau, Carleton, Montagne Sèche et Gros-Morne), les Ojibways de la Première Nation de Pic River (propriétaires de 51 % de la centrale Umbata Falls), la bande indienne de Kanaka Bar (propriétaire de 50 % de la centrale Kwoiek Creek), la Municipalité régionale de comté (« MRC ») de Rivière-du-Loup (propriétaire de 50 % du parc éolien communautaire Viger-Denonville), Ledcor Power Group Ltd. (propriétaire de 33 1/3 % de la centrale Fitzsimmons Creek, des Projets en développement Boulder Creek et Upper Lilloet River ainsi que des autres Projets potentiels de Creek Power Inc.), la Mi'gmawei Mawiomi (ou les « Premières Nations Mi'gmaq du Québec ») (propriétaire de 50 % du Projet en développement éolien Mesgi'g Ugnu's'n) et la Municipalité régionale de comté de Minganie (propriétaire de 0,001 % des parts ordinaires et de 30 % des parts votantes de la centrale hydroélectrique Magpie). Les partenaires financiers actuels sont notamment CC&L Harrison Hydro Project Limited Partnership et LPF (Surfside) Development L.P. (propriétaires de 34,99 % et de 15,00 % de Harrison Hydro Limited Partnership, respectivement), ainsi que le Régime de rentes du Mouvement Desjardins (propriétaire de 49,99 % de la centrale hydroélectrique SM-1).

## Poursuite d'occasions de croissance organique

La sensibilisation et les préoccupations croissantes liées à des questions comme le changement climatique, l'accès à une énergie propre, la sécurité et l'efficacité énergétiques et les impacts environnementaux des combustibles fossiles traditionnels incitent les gouvernements à l'échelle mondiale à intensifier leurs exigences et leurs engagements à l'égard du développement de sources d'énergie renouvelable. Par conséquent, la Société estime que les perspectives de l'industrie de l'énergie renouvelable sont prometteuses.

### Facteurs clés de croissance

La croissance future de la Société sera influencée par les facteurs clés suivants :

- la demande d'énergie renouvelable;
- les politiques gouvernementales à long terme stables en matière d'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable par l'entremise d'appels d'offres ou d'autres mécanismes;
- sa capacité à évaluer et à obtenir les meilleurs sites potentiels dans le but de développer de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales;
- sa capacité à conclure des CAÉ attrayants et à obtenir les permis environnementaux et autres permis requis;
- sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits et les charges pour chaque projet;
- sa capacité à réaliser des acquisitions qui ajoutent de la valeur; et
- sa capacité à financer sa croissance.

### Principaux marchés géographiques

Le 21 décembre 2015, le gouvernement du Québec, en collaboration avec Hydro-Québec, a annoncé l'émission d'un bloc de 200 MW d'énergie éolienne à la Première Nation Innu de la région de la Côte-Nord. La Société prévoit d'explorer des occasions relativement à ce projet. La Société demeure confiante dans la viabilité à long terme des projets de petites centrales hydroélectriques et de parcs éoliens dans la province et elle continue de faire progresser plusieurs projets en vue d'occasions futures d'approvisionnement en énergie renouvelable. En outre, les prix liés au récent appel d'offres démontrent la compétitivité de l'énergie renouvelable au Québec, et ce, même dans le contexte de la faiblesse des prix des combustibles fossiles et du potentiel d'approvisionnement que présentent les grands barrages hydroélectriques.

En Ontario, le gouvernement a mis en place un processus d'offre compétitif, le Programme d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable (AGER), qui prendra en compte les besoins et les préoccupations des communautés locales, notamment les municipalités et les Premières Nations. Le programme est en cours et prévoit des cibles de 300 MW d'énergie éolienne, de 140 MW d'énergie solaire, de 75 MW d'énergie hydraulique et de 50 MW de bioénergie. Le processus d'approvisionnement AGER II, qui devrait entrer en vigueur à la fin de 2016, prévoit des projets de 300 MW d'énergie éolienne et de 150 MW d'énergie solaire, avec des révisions annuelles, par la suite. La Société a plusieurs projets éoliens et solaires qu'elle continue de faire progresser en prévision des soumissions aux termes de ces processus d'offre compétitifs. En 2015, la Société a déposé des soumissions pour un projet solaire et un projet éolien, chaque fois en partenariat avec une Première Nation; elle attend une réponse des autorités gouvernementales au premier trimestre de 2016. D'autres Projets potentiels en Ontario, en particulier dans le secteur éolien, continuent de dépendre de l'expansion du réseau de transport dans le nord de

# RAPPORT DE GESTION

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

---

la province et des décisions sur la remise en état de centrales nucléaires, et présentent un potentiel de croissance à plus long terme.

En Colombie-Britannique, le gouvernement a affirmé son appui à un secteur de l'énergie propre sain et diversifié et à la promotion d'occasions dans le secteur de l'énergie propre pour les Premières Nations, sans toutefois fixer à ce stade des cibles d'approvisionnement déterminées pour l'énergie renouvelable au-delà du programme d'offre standard (150 GWh/année). De plus, la demande d'électricité dans la province diminue à court terme, mais devrait augmenter à long terme. La province projette toujours une expansion des secteurs de l'exploitation minière et du gaz naturel liquéfié (« GNL »), mais les projets ont été retardés en raison de la conjoncture économique actuelle. Les travaux de construction ont débuté au projet de barrage hydroélectrique Site C de 1 100 MW de BC Hydro. Le projet, dont la mise en service est prévue pour 2024, pourrait signifier des perspectives plus limitées pour les producteurs indépendants d'électricité. Le barrage Site C est une composante du Plan de ressources intégré de BC Hydro qui a été approuvé par le gouvernement en novembre 2013 et qui doit être révisé en 2016. Ce plan stratégique à long terme flexible, annoncé dans la foulée du Climate Leadership Plan de la province, vise à répondre à la croissance de la demande d'électricité dans la province au cours des 20 prochaines années.

Aux États-Unis, la Société continuera à évaluer les possibilités avec discernement, particulièrement à la lumière de la priorité accordée par l'administration actuelle à la question des changements climatiques et à la réduction des émissions de GES, ainsi que de l'existence de normes en matière d'offre d'énergie renouvelable. Selon l'Energy Information Association (EIA) des États-Unis, la part de l'énergie renouvelable dans la production d'électricité devrait augmenter pour passer de 12 % en 2012 à 16 % en 2040. À court terme, la production d'énergie renouvelable devrait augmenter à la faveur des crédits d'impôts fédéraux et des politiques à l'échelle des États. À long terme, cependant, la croissance de l'énergie renouvelable devrait être alimentée par la compétitivité accrue au niveau des coûts avec les autres technologies non renouvelables. Dans de nombreux marchés aux États-Unis, l'énergie éolienne et l'énergie solaire comptent déjà parmi les sources d'énergie les plus économiques, et ce, même lorsqu'on les compare avec le gaz naturel, dont le coût actuel est peu élevé.

Afin de compléter ses sources de croissance à long terme, la Société a identifié un certain nombre de marchés cibles à l'échelle internationale où elle compte établir une présence au cours des prochaines années. Dans les pays en développement de l'Amérique latine, la demande d'électricité reste forte et les gouvernements cherchent à accroître leurs approvisionnements en énergie renouvelable, dont ils sont abondamment pourvus. Par ailleurs, les pays européens au développement plus avancé ont adopté des objectifs ambitieux de réduction des émissions de GES et s'emploient à réduire leur dépendance envers les sources d'énergie plus traditionnelles, deux priorités nécessitant une part accrue des énergies renouvelables dans les portefeuilles énergétiques de ces pays. La Société estime qu'il existe plusieurs marchés dans lesquels elle peut transposer son modèle d'affaires axé sur le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable.

Au Mexique, le 13 octobre 2015, la Société a annoncé la signature d'une déclaration commune d'intention avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »), une entreprise gouvernementale productive qui produit et distribue de l'électricité à plus de 38,5 millions de clients, représentant 120 millions de Mexicains, afin d'étudier conjointement plusieurs occasions de projets d'énergie renouvelable sélectionnés au Mexique. L'objectif principal de cette entente est de coordonner les efforts et de développer des activités qui permettront à Innergex et CFE de définir leur participation conjointe dans le développement de projets potentiels d'énergie renouvelable, particulièrement des petites centrales hydroélectriques de moins de 200 MW.

Au cours des deux dernières années, le gouvernement mexicain a entrepris de vastes réformes de son marché de l'électricité, s'ouvrant aux producteurs privés. D'ambitieuses cibles ont été fixées pour augmenter la capacité énergétique afin de satisfaire une demande d'électricité en forte croissance, tout en amorçant la transition d'une production basée sur des énergies fossiles à celle basée sur des énergies renouvelables et ce, dans le but d'atteindre des cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre. En tant que plus grand producteur d'électricité au pays, CFE cherche à faire des investissements significatifs afin de respecter les quotas annuels d'énergie renouvelable.

Le 30 novembre 2015, le CENACE (le « Centre National de l'Énergie » du Mexique) a publié les règles de soumission (les « Règles ») en vue de la participation au premier Appel d'Offres à Long Terme en Énergie au Mexique (l'« Appel d'Offres »). L'Appel d'Offres vise la conclusion d'ententes sur la couverture en électricité pour le compte de CFE en vue de l'acquisition de production électrique, d'énergie électrique cumulative et de Certificats d'énergie propre.

En France, la Société évalue activement des occasions de projets d'énergie renouvelable et espère établir sa présence en 2016. Depuis 2007, la France mène une stratégie ambitieuse pour le développement des énergies renouvelables sur son territoire. La politique énergétique de la France met l'accent sur la mise en oeuvre des énergies renouvelables et vise une production supplémentaire de 20 mégatonnes d'équivalent pétrole (mtep) par rapport à 2006, soit le double environ de sa production d'énergies renouvelables d'ici 2020.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## Poursuite d'occasions de croissance par l'entremise d'acquisitions

Les acquisitions représentent un autre volet important de la stratégie d'affaires de la Société. Plus précisément, la Société explorera des acquisitions qui lui permettront d'établir une présence et de développer une masse critique dans des marchés bien ciblés à l'échelle internationale. Elle cherchera également à réaliser des acquisitions qui lui permettront de consolider sa position de chef de file dans le secteur des énergies renouvelables au Canada. Comme elle l'a fait dans le passé, Innergex continuera à concentrer ses efforts sur les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et les parcs solaires. La Société peut également réaliser une expansion au moyen d'autres formes de production d'énergie renouvelable si des occasions rentables se présentent.

## Maintien de la capacité de produire des résultats

Étant donné que la Société évolue dans un secteur compétitif, l'expérience et l'engagement de son équipe de direction constituent son actif le plus solide. Grâce à sa gestion prudente, cette équipe a une feuille de route éprouvée quant à la réalisation de ses projets à la date de mise en service prescrite par les CAÉ, et ce, tout en respectant les budgets de construction établis. Les employés de la Société possèdent les connaissances et compétences spécialisées nécessaires pour mener à bonne fin ses activités. La Société peut compter également sur un réseau de partenaires dans les domaines technique, financier et juridique et a démontré son habileté à compléter ses capacités internes par l'utilisation efficiente de consultants externes, au besoin. De plus, la Société fait appel aux services de plusieurs sociétés d'ingénierie indépendantes pour l'assister dans l'analyse de la faisabilité de ses projets. Au 31 décembre 2015, la Société comptait un total de 188 employés (y compris les employés de Cartier Énergie Éolienne).

## Utilisation d'indicateurs de rendement clés

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés qui incluent ou pourraient inclure la comparaison de l'électricité générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh ») par rapport à une moyenne à long terme, le BAIIA ajusté et la marge sur le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La Société croit que ces indicateurs sont importants puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur les capacités de production et de génération de trésorerie de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également les comparaisons des résultats entre les périodes. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour un complément d'information.

## Politique de dividende

La Société compte verser 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.

## TENDANCES DU MARCHÉ

Les producteurs d'énergie renouvelable produisent de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, notamment l'eau, le vent, le soleil, les gaz d'enfouissement et les sources géothermiques.

Bien que les services publics réglementés traditionnels continuent de dominer les marchés nord-américains de la production d'électricité, il est reconnu que les producteurs indépendants joueront un rôle de plus en plus important pour répondre aux besoins en électricité de demain. Au cours des dernières années, les autorités gouvernementales et autres responsables des politiques ont pris de plus en plus conscience des avantages liés à l'électricité provenant de sources indépendantes.

Plusieurs raisons expliquent le rôle croissant joué par les producteurs indépendants dans l'approvisionnement en énergie renouvelable en Amérique du Nord, notamment : la demande croissante d'énergie, la sensibilisation accrue aux avantages de l'énergie renouvelable dans la lutte aux impacts des changements climatiques, l'intensification des mesures incitatives mises de l'avant par les gouvernements en vue d'accroître la capacité de production d'énergie renouvelable, la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties solvables, ce qui permet aux producteurs indépendants d'énergie d'élaborer de nouveaux projets dans un environnement peu risqué tout en pouvant s'attendre à des flux de trésorerie

# RAPPORT DE GESTION

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

---

contractuels stables à long terme, la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité, et l'amélioration rapide de la compétitivité de l'énergie renouvelable sur le plan des coûts et de l'efficacité des producteurs indépendants d'énergie. Bien que dans de nombreux pays, l'offre abondante de gaz naturel au cours des dernières années s'est traduite par des prix peu élevés qui ont accru l'attrait de cette source d'énergie pour produire de l'électricité, les améliorations technologiques et les économies d'échelle ont réduit considérablement les coûts de l'approvisionnement en énergie renouvelable, en particulier l'énergie éolienne et solaire. Dans un grand nombre de marchés, l'électricité provenant de ces sources est concurrentielle sur le plan des prix avec l'énergie produite à partir du gaz naturel et son coût est beaucoup plus stable à long terme, étant donné qu'il n'est pas soumis aux fluctuations des prix de la ressource sous-jacente d'une année à l'autre.

Outre ce qui précède, la 21<sup>e</sup> Conférence des parties qui s'est tenue à Paris, en France, du 30 novembre au 11 décembre 2015, a donné un élan considérable au développement des énergies renouvelables dans le monde et à la mise en œuvre d'une politique de transition vers les énergies propres et renouvelables. Dans le cadre du Programme des Nations Unies pour l'environnement, les premières interventions politiques internationales dans le dossier des changements climatiques ont eu lieu lors du Sommet de la terre de Rio en 1992; la « Convention de Rio » a alors débouché sur l'adoption de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Cette convention définissait un cadre d'action visant à stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère afin de prévenir de dangereuses interférences anthropogéniques avec le système climatique. La Conférence de Paris de 2015 sur le climat a été l'une des plus importantes conférences internationales jamais tenues en France; elle a réuni près de 50 000 participants, dont 25 000 délégués officiels représentant les gouvernements, les organisations intergouvernementales, les agences des Nations Unies, les ONG et la société civile. L'accord conclu à l'issue de la Conférence de Paris de 2015 sur le climat (l'« Accord de Paris ») est contraignant et s'applique à l'échelle mondiale. Il vise à limiter le réchauffement global bien au-dessous de 2°C. L'Accord de Paris définit une vision à long terme afin de réduire considérablement les émissions mondiales et d'éliminer le charbon des sources d'énergie mondiales grâce au déploiement d'un plan ambitieux de transition vers les énergies renouvelables dans le cadre de la stratégie énergétique de chaque pays.

## Énergie renouvelable au Canada

Au cours des dernières années, la croissance importante de la production d'énergie renouvelable au Canada a été le résultat de l'augmentation des prix de l'électricité et des combustibles fossiles, de la hausse des coûts liés aux sites hydroélectriques à grande échelle, des préoccupations du public relativement à la production d'énergie nucléaire, de la qualité de l'air et des gaz à effet de serre, des améliorations des technologies d'énergie renouvelable et des délais plus courts de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Des mesures incitatives fédérales et provinciales comme les contrats d'achat à prix fixe à long terme, l'amortissement accéléré et les Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable, dont il est question plus loin, soutiennent également la production d'électricité renouvelable au Canada.

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus strictes en matière de protection de l'environnement, plusieurs gouvernements provinciaux ont instauré des Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable (« NOER ») qui établissent une cible d'augmentation de la proportion d'électricité renouvelable par rapport à l'ensemble de l'électricité produite afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Ces NOER reflètent habituellement les différentes questions liées aux ressources associées à la production d'électricité, compte tenu de la structure de l'industrie électrique et des conditions géographiques de chaque province. Bien que ces normes soient parfois appliquées et mises en œuvre sous forme d'objectifs ou de cibles plutôt que d'exigences obligatoires, les autorités provinciales ou leurs entreprises de services publics s'en servent pour s'approvisionner en sources d'énergie renouvelable et, dans certains cas, offrent des CAÉ dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels. Ce processus vise à assurer que les cibles visées par les NOER sont atteintes au coût le plus bas possible et compte tenu de la plus haute probabilité d'exécution des projets. Ces mécanismes, qui simplifient les processus de négociation et de financement et réduisent les coûts liés à l'obtention d'un CAÉ à long terme, peuvent favoriser l'atteinte des objectifs de production d'énergie renouvelable. Plusieurs provinces ont fixé un pourcentage déterminé d'électricité provenant de sources renouvelables, notamment la Colombie-Britannique (93 % de l'électricité totale à partir de sources propres ou renouvelables), l'Ontario (accroissement de la puissance installée d'énergie hydroélectrique à 9 300 MW et développement de 10 700 MW à partir de l'énergie éolienne et solaire et de la bioénergie d'ici 2021) et le Québec (développement de 4 000 MW d'énergie éolienne avant 2015, dont 3 262 MW ont déjà été développés et 700 MW le seront dans les deux prochaines années, et capacité supplémentaire de 100 MW d'énergie éolienne pour chaque tranche de 1 000 MW de puissance installée d'énergie hydroélectrique supplémentaire).

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques. Compte tenu d'une puissance hydroélectrique installée estimée de plus de 75 000 MW, il est le troisième plus important producteur d'énergie hydroélectrique dans le monde. En outre, selon l'Association canadienne de l'hydroélectricité, le pays compte un potentiel non développé techniquement réalisable estimé de 163 000 MW. Malgré la concurrence pour les sites appropriés et les défis que représente le transport de l'énergie sur de longues distances, les faibles coûts d'exploitation et la longue durée de vie utile de ces installations permettent



# RAPPORT DE GESTION

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

---

de croire que la production d'énergie hydroélectrique continuera d'être une importante source d'énergie abordable pendant plusieurs années. Les corridors de transport au Canada ont traditionnellement relié les principales installations aux grands centres consommateurs, ce qui signifie que les investissements stratégiques dans de nouveaux corridors de transport joueront un rôle important dans la mise en œuvre de projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

Selon l'Office national de l'énergie, la production d'énergie éolienne est devenue au cours des dernières années commercialement viable et constitue maintenant la source d'énergie renouvelable qui connaît la croissance la plus rapide au pays. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, le Canada se situe au septième rang pour la production d'énergie éolienne dans le monde avec une puissance installée de plus de 11 205 MW, et au sixième rang avec la mise en service de 1 506 MW d'énergie éolienne en 2015, ce qui correspond à l'objectif de mettre en service 1 500 MW d'énergie éolienne par année au cours des prochaines années. Plusieurs raisons expliquent la vitalité de l'industrie de l'énergie éolienne, notamment sa compétitivité accrue sur le plan des coûts attribuable aux économies d'échelle et aux améliorations technologiques, les NOER provinciales, des délais relativement courts de construction et des bonnes sources d'énergie éolienne, y compris des vents forts dans diverses régions rurales et de vastes côtes, ainsi que de nombreux appels d'offres provinciaux visant l'énergie renouvelable. Les défis usuels de disponibilité des ressources et de transport d'électricité existent au Canada et, dans certaines régions, l'accès aux lignes de transport avec une puissance disponible constitue un enjeu d'ordre économique ou réglementaire.

L'énergie solaire s'est implantée au Canada au cours des dernières années, en particulier en Ontario. Lors d'une conférence commanditée par l'Association des industries solaires du Canada qui s'est tenue en mai 2015, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que la province compte une puissance installée de 1 550 MW et qu'une puissance supplémentaire de 825 MW fait l'objet de contrats ou de projets de développement. Bien que l'énergie solaire coûte plus cher que les sources d'énergie traditionnelles et les autres sources d'énergie renouvelable, les coûts de production diminuent constamment grâce aux améliorations technologiques et aux économies d'échelle. Le gouvernement de l'Ontario a annoncé son intention de soutenir l'industrie de l'énergie solaire de la province et a entrepris l'approvisionnement de 140 MW de nouvelle énergie solaire et prévoit un autre bloc de 150 MW en 2016.

# RAPPORT DE GESTION

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

## INFORMATION ANNUELLE CHOISIE

	Exercices clos le 31 décembre		
	2015	2014	2013
<b>PRODUCTION</b>			
Production (MWh)	2 987 637	2 962 450	2 381 820
PMLT (MWh)	3 054 642	2 964 070	2 502 562
Production en % de la PMLT	98%	100%	95%
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION</b>			
Produits	246 869	241 834	198 259
BAlIA ajusté	183 738	179 562	148 916
Marge du BAlIA ajusté	74,4%	74,3%	75,1%
(Perte nette) bénéfice net	(48 383)	(84 378)	45 431
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(30 301)	(54 853)	48 170
(\$ par action ordinaire - de base)	(0,37)	(0,63)	0,43
(\$ par action ordinaire - dilué)	(0,37)	(0,63)	0,43
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	102 304	98 341	94 694
<b>SITUATION FINANCIÈRE</b>			
Total de l'actif	3 128 303	2 716 015	2 377 074
Passif courant	185 170	202 035	106 051
Dette à long terme	2 160 438	1 610 800	1 313 718
Autres passifs non courants	217 708	260 937	211 539
Composante passif des débetures convertibles	93 430	80 018	79 831
Total du passif non courant	2 471 576	1 951 755	1 605 088
Participations ne donnant pas le contrôle	21 907	47 411	81 429
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	449 650	514 814	584 506
<b>DIVIDENDES</b>			
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	1,25	1,25	1,25
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action) <sup>1</sup>	1,4375	1,4375	1,5704
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$/action)	0,62	0,60	0,58
<b>RATIO DE DISTRIBUTION</b>			
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	63 646	59 549	54 967
Flux de trésorerie disponibles <sup>2</sup>	74 386	67 744	58 982
Ratio de distribution <sup>2</sup>	86%	88%	93%

1. Le dividende annuel régulier s'établit à 1,4375 \$; le dividende initial était plus élevé en 2013 pour tenir compte des dividendes à payer depuis la date de clôture de l'émission des Actions privilégiées de série C le 11 décembre 2012.

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

## Comparaison entre 2015, 2014 et 2013

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les augmentations de la production, des produits et du BAlIA ajusté sont principalement attribuables à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014, à l'ajout de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service à la fin de 2015 et à des régimes de vent supérieurs à la moyenne.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la perte nette de 48,4 M\$ par rapport à une perte nette de 84,4 M\$ pour la même période l'an dernier est attribuable principalement à la radiation de frais de développement liés aux projets de 51,7 M\$ (néant en 2014) par la Société en lien avec certains de ses Projets potentiels et à l'incidence négative moins importante des instruments financiers dérivés, soit une perte réalisée de 119,6 M\$ sur instruments financiers dérivés partiellement réduite par un profit latent de 81,4 M\$ sur instruments financiers dérivés, comparativement à une perte latente de 121,7 M\$ et à une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 8,4 M\$ en 2014.

# RAPPORT DE GESTION

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

L'augmentation du total de l'actif est principalement attribuable aux investissements de la Société dans les coûts de construction des Projets en développement Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Uju's'n et dans le projet Tretheway Creek mis en service en octobre 2015.

L'augmentation de la dette à long terme s'explique également par l'ajout des dettes liées aux Projets en développement, partiellement contrebalancé par une réduction de la facilité à terme de crédit rotatif.

L'accroissement de la composante passif des débetures convertibles en 2015 est attribuable au fait que la Société a émis 100,0 M\$ de nouvelles débetures convertibles portant intérêt au taux de 4,25 % et qu'elle a racheté ou converti le montant en capital total de 80,5 M\$ des débetures convertibles en circulation portant intérêt au taux de 5,75 %.

La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires et aux participations ne donnant pas le contrôle est attribuable principalement à la comptabilisation d'une perte nette et à la déclaration de dividendes sur les actions privilégiées et ordinaires en 2015, partiellement contrebalancées par l'émission de nouvelles actions ordinaires à la conversion, à la demande des porteurs, des débetures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 %.

L'augmentation des Flux de trésorerie disponibles, qui s'explique principalement par l'accroissement du BAIIA ajusté, a plus que contrebalancé l'augmentation des dividendes découlant du plus grand nombre d'actions en circulation, ce qui a donné lieu à un Ratio de distribution inférieur de 86 %.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les augmentations de la production, des produits et du BAIIA ajusté sont principalement attribuables à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013, à l'ajout des centres hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River mises en service à la fin de 2013 et à l'ajout de la centrale SM-1, qui a été acquise en juin 2014. La variation du résultat, qui est passé d'un bénéfice net de 45,4 M\$ à une perte nette de 84,4 M\$, est principalement attribuable à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 121,7 M\$ par suite d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant l'exercice, comparativement à un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 45,2 M\$ en 2013 par suite d'une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant l'exercice. L'augmentation de la dette à long terme s'explique principalement par les prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif destinés à financer les coûts de construction des cinq Projets en développement de la Société et l'ajout des dettes liées aux projets SM-1 et Tretheway Creek. La baisse des capitaux propres attribuables aux propriétaires et aux participations ne donnant pas le contrôle est attribuable principalement à la comptabilisation d'une perte nette et à la déclaration de dividendes sur les actions privilégiées et les actions ordinaires en 2014. L'augmentation des Flux de trésorerie disponibles, qui s'explique principalement par une hausse du BAIIA ajusté, a plus que contrebalancé l'augmentation des dividendes et a donné lieu à une baisse du Ratio de distribution à 88 %.

Incidence sur le résultat net de la perte réalisée, (du profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés et de la radiation de frais de développement liés aux projets	Exercices clos le 31 décembre		
	2015	2014	2013
(Perte nette) bénéfice net	(48 383)	(84 378)	45 431
<i>Ajouter (Déduire) :</i>			
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(81 368)	121 685	(45 249)
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	119 557	8 366	3 259
Radiation de frais de développement liés aux projets	51 719	—	—
(Économie) charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	(22 837)	(32 096)	11 127
Quote-part de la perte nette latente (du profit net latent) sur instruments financiers dérivés des coentreprises, déduction faite de la charge d'impôt qui s'y rapporte	1 043	2 804	(1 951)
	19 731	16 381	12 617

En excluant le profit net latent ou la perte nette latente sur instruments financiers dérivés, la perte réalisée sur instruments financiers dérivés, la radiation de frais de développement liés aux projets, ainsi que l'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net se serait établi à 19,7 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, comparativement à un bénéfice net de 16,4 M\$ et de 12,6 M\$ respectivement pour 2014 et 2013.

# RAPPORT DE GESTION

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

## ACTIVITÉS DE MISE EN SERVICE

La Société a réexaminé les coûts totaux prévus pour achever le projet Tretheway Creek; une économie de 8 M\$ a été réalisée par rapport aux estimations antérieures des coûts totaux des projets.

	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 31 déc. (M\$)	Produits <sup>1</sup> (M\$)	BAIIA ajusté <sup>1</sup> (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>								
Tretheway Creek	100,0	21,2	81,0	40	103,5	101,3	8,7	7,2

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

### Tretheway Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en octobre 2013. Les travaux de construction et la mise en service ont été réalisés plus rapidement que prévu. Les coûts du projet sont révisés à la baisse de 8,0 M\$ environ et sont maintenant estimés à 103,5 M\$ (comparativement à 111,5 M\$ en 2014). La révision des coûts du projet tient compte d'une réduction des éventualités non utilisées relativement aux coûts de construction.

La mise en service de la centrale a eu lieu le 27 octobre 2015. La production annuelle moyenne est estimée à 81 000 MWh, assez pour alimenter plus de 7 300 foyers en Colombie-Britannique. Dans sa première année complète d'exploitation, cette centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté d'environ 8,7 M\$ et 7,2 M\$ respectivement (comparativement à 9,0 M\$ et 7,5 M\$ en 2014). La réduction de 0,3 M\$ de ces estimations par rapport aux prévisions précédentes tient compte d'un taux d'inflation inférieur pour l'ajustement du prix de vente prévu de l'électricité. Toute l'électricité qu'elle produit fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 40 ans avec BC Hydro, octroyé dans le cadre de l'appel d'offres pour de l'énergie propre de 2008 et dont le prix sera rajusté annuellement en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation.

## ACTIVITÉS EN 2015

### Clôture du financement pour les projets Boulder Creek et Upper Lillooet River

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 projets hydroélectriques au fil de l'eau Boulder Creek et Upper Lillooet River, situés en Colombie-Britannique. Le prêt comprend trois facilités, ou tranches :

- Un prêt de construction de 191,6 M\$ portant intérêt au taux fixe de 4,22 %; après la mise en service des centrales, il sera converti en prêt à terme de 25 ans et le capital sera remboursé sur une période de 20 ans à compter de la sixième année;
- Un prêt de construction de 250 M\$ portant intérêt au taux fixe de 4,46 %; après la mise en service des centrales, il sera converti en prêt à terme de 40 ans et le capital commencera à être remboursé après l'échéance du prêt à terme de 25 ans;
- Un prêt de construction de 50 M\$ portant intérêt au taux fixe de 4,46 %; après la mise en service des centrales, il sera converti en prêt à terme de 40 ans et le capital sera remboursé à l'échéance.

Le financement a été mis en place par La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers à titre d'agent et de prêteur principal, avec la Caisse de dépôt et placement du Québec et La Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie à titre de prêteurs.

Parallèlement à la conclusion du financement, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur les dettes et ainsi protéger le rendement prévu des projets, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 68,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur les prêts est de l'ordre de 5,66 %, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique du projet. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## Renouvellement de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 19 mars 2015, La Société a annoncé le renouvellement de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui lui permet de racheter aux fins d'annulation jusqu'à 1 000 000 (soit environ 1,0 %) de ses actions ordinaires émises et en circulation entre le 24 mars 2015 et le 23 mars 2016.

## La Première Nation Saik'uz (« Saik'uz ») et la Société signent une entente de partenariat 50-50 en vue de développer un projet d'énergie éolienne en Colombie-Britannique

Le 17 avril 2015, la Saik'uz et la Société ont annoncé la signature d'une entente de partenariat 50-50 pour le développement conjoint d'un projet éolien potentiel à Nulki Hills près de Vanderhoof, en Colombie-Britannique. Ce projet représente jusqu'à 210 MW d'énergie renouvelable propre.

## Clôture du financement pour le projet Big Silver Creek

Le 22 juin 2015, La Société a annoncé la clôture d'un financement de projet sans recours de 197,2 M\$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek River, situé en Colombie-Britannique. Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 51,0 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,56 %; après le début de la mise en service de la centrale, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 18 ans, à compter de la septième année.
- Un prêt de construction de 128,3 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %; après le début de la mise en service de la centrale, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 17,9 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %; après le début de la mise en service, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Le financement a été mis en place par La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers à titre d'agent et de prêteur principal, avec la Caisse de dépôt et placement du Québec à titre de prêteur.

Parallèlement à la conclusion du financement, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur les dettes et ainsi protéger le rendement prévu du projet, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 24,7 M\$ sur instruments financiers dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur les prêts est de l'ordre de 5,75 %, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique du projet. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

## Diminution de la facilité à terme de crédit rotatif selon les modalités prévues

Le 30 juin 2015, la facilité à terme de crédit rotatif de la Société est passée de 475 M\$ à 425 M\$, conformément à la convention modifiée exécutée le 6 novembre 2014 afin d'augmenter temporairement la facilité de façon à procurer une plus grande flexibilité financière jusqu'à la conclusion par la Société des financements de projet qui restaient à mettre en place.

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

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

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

Le rachat ou la conversion des débentures à 5,75 % en circulation d'un montant en capital de 79,6 M\$ a été complété le 20 août 2015. De ce montant en capital un montant de 38,0 M\$ a été converti à la demande des porteurs en 3 566 851 actions



# RAPPORT DE GESTION

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

---

ordinaires d'Innergex au prix de conversion de 10,65 \$ l'action. Le solde de 41,6 M\$ a été racheté au prix de 1 000 \$ par débenture, plus l'intérêt couru et impayé jusqu'au 19 août 2015 inclusivement, et financé par des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif de la Société.

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

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

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

Au 31 décembre 2015, la Société avait racheté aux fins d'annulation 1 190 173 actions ordinaires à un prix moyen de 10,36 \$.

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

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

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

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

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

## **Signature d'une déclaration commune d'intention avec la Comisión Federal de Electricidad du Mexique**

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

## **Acquisition potentielle du projet hydroélectrique Walden**

Le 15 décembre 2015, la Société et la bande Cayoose Creek ont annoncé la signature d'une entente pour l'acquisition en coentreprise du projet hydroélectrique Walden North près de Lillooet, en Colombie-Britannique. Innergex et Cayoose Creek Development Corp., l'entité économique appartenant à la bande Indienne Cayoose Creek, ont formé une société en commandite afin d'acquérir conjointement les actifs du projet Walden North de FortisBC pour 9,2M\$. La clôture de l'acquisition est soumise aux conditions habituelles et sera complétée d'ici la fin du premier trimestre de 2016. Le projet hydroélectrique Walden North est une installation de 16MW située sur un terrain privé à Cayoosh Creek, près de Lillooet, en Colombie-Britannique.

# RAPPORT DE GESTION

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

La Société a réexaminé les coûts totaux prévus pour achever les Projets en développement; une économie de 28,0 M\$ est prévue par rapport aux estimations antérieures des coûts totaux des projets.

## PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

PROJETS EN CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS <sup>1</sup>	PMLT brute estimée <sup>2,3</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés <sup>2</sup> (M\$)	Au 31 déc. (M\$)	Produits <sup>2</sup> (M\$)	BAIIA ajusté <sup>2</sup> (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2017 <sup>5</sup>	334,0	40	327,1 <sup>4</sup>	213,6 <sup>4</sup>	33,0 <sup>4</sup>	27,5 <sup>4</sup>
Boulder Creek	66,7	25,3	2017 <sup>5</sup>	92,5	40	124,1 <sup>4</sup>	68,6 <sup>4</sup>	9,0 <sup>4</sup>	7,5 <sup>4</sup>
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	206,0	178,1	18,0	15,0
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Mesgi'g Ugju's'n	50,0	150,0	2016	515,0	20	305,0 <sup>4</sup>	94,8 <sup>4</sup>	55,0 <sup>4</sup>	48,0 <sup>4</sup>
		297,3		1081,3		962,2	555,1	115,0	98,0

1. Date de mise en service.

2. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du rapport de gestion.

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

4. Correspond à 100 % de cette installation.

5. La mise en service 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 est retardée en raison du feu de forêt qui a forcé l'arrêt des travaux de construction. 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 (le « Projet hydroélectrique Upper Lillooet » ou « ULHP »)

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. Le 17 mars 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme pour les deux projets.

Les travaux de construction ont repris après avoir été interrompus pendant deux mois à la suite d'un feu de forêt ayant atteint la zone le 4 juillet. Le feu a causé des dommages très limités sur le site du projet et l'ensemble des structures et de l'équipement est demeuré intact, à l'exception d'une partie de la ligne de transport reliant les deux centrales. En date du présent rapport de gestion, l'installation de la ligne de transport conjointe ainsi que la construction des deux centrales, des prises d'eau et des tunnels progressent à un bon rythme. Les deux générateurs destinés à la centrale Boulder ont été livrés et installés à la mi-décembre. La Société et les entrepreneurs se concentrent principalement sur les deux tunnels pendant l'hiver afin de rattraper une partie du temps perdu par suite du feu de forêt. Le 23 décembre, BC Hydro a informé ULHP de l'acceptation du statut de force majeure pour le feu de forêt et a confirmé que la mise en service pouvait être en conséquence reportée de 98 jours. Le processus de demande de règlement d'assurance est en cours et il faudra du temps pour le mener à terme. En tout état de cause, la Société s'attend à être indemnisée et ne prévoit pas subir de conséquences financières défavorables importantes à la suite du feu de forêt.

Les coûts des centrales hydroélectriques Upper Lillooet et Boulder Creek ont été révisés à la hausse de 17,0 M\$ (12,1 M\$ pour le projet Upper Lillooet et 4,9 M\$ pour le projet Boulder Creek). Le coût total de la centrale Upper Lillooet est estimé actuellement à 327,1 M\$ (comparativement à 315,0 M\$ en 2014), tandis que celui de la centrale Boulder Creek a été réévalué à 124,1 M\$ (119,2 M\$ en 2014). Les estimations révisées tiennent compte de l'augmentation des coûts associés aux conditions géologiques des tunnels et des charges d'intérêts plus élevées attribuables à la hausse du financement pour les projets.

### 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. En date du

# RAPPORT DE GESTION

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

---

présent rapport de gestion, les travaux de génie civil pour la prise d'eau, le tunnel, la conduite forcée et le canal de fuite sont terminés. La majorité des turbines et des générateurs ont été livrés et leur installation est en cours, tandis que les travaux de construction de la ligne de transport terrestre et des câbles sous-marins se poursuivent. L'approvisionnement et la livraison du matériel électrique sont en cours.

Les coûts du projet Big Silver Creek ont été révisés à la baisse de 10,0 M\$ et sont maintenant estimés à 206,0 M\$ (comparativement à 216,0 M\$ en 2014). Cette estimation révisée des coûts du projet tient compte d'une réduction des éventualités non utilisées relativement aux coûts de construction. La mise en service de la centrale est prévue pour le troisième trimestre de 2016.

## **Mesgi'g Ugju's'n (« MU »)**

Les travaux de construction de ce parc éolien ont débuté en mai 2015. Le 28 septembre 2015, la Société et son partenaire ont annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 311,7 M\$ en prêts à la construction et à terme pour ce projet. En date du présent rapport de gestion, les routes d'accès sont aménagées et les éoliennes de production d'électricité sont installées. Les fondations de toutes les éoliennes sont en place, à l'exception d'une qui devra être remblayée au début du printemps 2016. Les travaux électriques ne seront pas terminés pendant l'hiver, mais reprendront en même temps que les autres travaux. Comme prévu, les autres travaux de construction ont été interrompus pour l'hiver et reprendront au printemps 2016.

Le coût du projet éolien Mesgi'g Ugju's'n est maintenant estimé à 305,0 M\$ (comparativement à 340,0 M\$ en 2014). La réduction de 35 M\$ tient compte de la baisse du coût du financement de projet et des frais financiers connexes par rapport aux prévisions initiales et de l'utilisation de turbines plus grandes qui contribuent à diminuer le nombre de turbines nécessaires et les coûts des travaux de génie civil. L'achèvement des travaux de construction et la mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n sont prévus pour la fin de 2016.

## **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, par exemple l'appel d'offres en cours en vue de nouveaux projets d'énergie éolienne et solaire en Ontario. 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.

## **RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

La production d'électricité pour l'exercice s'est établie à 98 % par rapport à la moyenne à long terme, en raison principalement des débits d'eau inférieurs dans tous les marchés, mais de régimes éoliens et solaires supérieurs à la moyenne.

Pour l'exercice 2015, la production, les produits et le BAIIA ajusté ont augmenté respectivement de 1 %, 2 % et 2 %. L'augmentation de la production et des produits est attribuable principalement à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014 et à l'apport du secteur éolien, partiellement contrebalancés par la baisse de la production en Colombie-Britannique.

Les résultats d'exploitation de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont comparés aux résultats d'exploitation des périodes correspondantes en 2014.

# RAPPORT DE GESTION

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

## Production d'électricité

Dans son évaluation des résultats d'exploitation, la Société compare la production d'électricité réelle avec une moyenne à long terme (« PMLT ») propre à chaque centrale hydroélectrique, parc éolien et parc solaire. Ces moyennes à long terme sont établies afin d'assurer une prévision à long terme de la production attendue pour chacune des installations de la Société.

Exercices clos le 31 décembre	2015				2014			
	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	696 065	699 930	99 %	76,23	606 071	614 205	99 %	75,97
Ontario	70 683	74 544	95 %	68,24	84 333	74 544	113 %	68,45
Colombie-Britannique	1 428 953	1 518 712	94 %	78,28	1 509 737	1 513 591	100 %	76,71
États-Unis	42 675	46 800	91 %	89,65	45 083	46 800	96 %	75,38
Total partiel	2 238 376	2 339 986	96 %	77,54	2 245 224	2 249 140	100 %	76,17
<b>ÉOLIEN</b>								
Québec	709 712	676 489	105 %	79,88	677 107	676 489	100 %	79,71
<b>SOLAIRE</b>								
Ontario	39 549	38 167	104 %	420,00	40 119	38 441	104 %	420,00
Total	2 987 637	3 054 642	98 %	82,63	2 962 450	2 964 070	100 %	81,64

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 l'exercice clos le 31 décembre 2015, les installations de la Société ont produit 2 988 GWh, soit 98 % par rapport à la PMLT de 3 055 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 96 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans tous les marchés. Globalement, les parcs éoliens ont produit 105 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes de vent supérieurs à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit 104 % de sa PMLT, en raison principalement de régimes solaires supérieurs à la moyenne. Pour un complément d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de la production de 1 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014 et au meilleur rendement des parcs éoliens, partiellement contrebalancés par des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Ontario, en Colombie-Britannique et aux États-Unis.

La performance globale des installations de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

## Information supplémentaire

### Contrats d'achat d'électricité

Les 34 Installations en exploitation vendent l'électricité produite en vertu de CAÉ à long terme à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables. Les CAÉ conclus pour les Installations en exploitation au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique comprennent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix lié au mois, au jour et à l'heure de la livraison, à l'exception de la centrale hydroélectrique Miller Creek qui reçoit un prix fondé sur une formule faisant appel aux indices de prix Platts Mid-C (cette centrale a dégagé 2 % des produits en 2015). Dans le cas de la centrale Horseshoe Bend, située en Idaho, aux États-Unis, 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement et déterminé par l'Idaho Public Utility Commission.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## Portneuf

En plus des produits provenant de l'énergie générée par les trois installations de Portneuf, la Société reçoit des versements en espèces d'Hydro-Québec pour compenser la dérivation partielle du débit de l'eau autrefois disponible pour les centrales de la Société. Ces versements sont basés sur le débit moyen annuel d'eau au cours d'un historique de 20 ans. Bien que les centrales Portneuf soient exemptes des variations hydrologiques annuelles en raison des clauses d'« énergie virtuelle » qui font partie intégrante des CAÉ à long terme conclus avec Hydro-Québec, elles doivent demeurer opérationnelles pour recevoir une compensation financière. Par conséquent, les versements dépendent de la disponibilité des turbines et de la production maximale à partir de la ressource en eau laissée disponible par Hydro-Québec.

## Protection contre l'inflation

La plupart des CAÉ des Installations en exploitation de la Société incluent une clause visant à apporter des ajustements tenant compte des effets de l'inflation :

- tous les CAÉ relatifs aux installations hydroélectriques au Québec, à l'exception de Magpie et du deuxième CAÉ (22 MW) pour SM-1, prévoient une hausse des tarifs d'électricité selon l'IPC s'échelonnant entre 3 % et 6 % par année;
- le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Magpie prévoit une hausse des tarifs d'électricité de 1 % par année;
- le deuxième CAÉ (22 MW) relatif à la centrale hydroélectrique SM-1 prévoit une hausse des tarifs d'électricité de 2 % par année
- les CAÉ relatifs aux centrales hydroélectriques Glen Miller et Umbata Falls prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 15 % de l'IPC;
- tous les CAÉ relatifs aux centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, à l'exception des centrales Kwoiek Creek, Brown Lake et Miller Creek, prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 50 % de l'IPC; pour les six centrales détenues par Harrison Hydro Limited Partnership, cette protection contre l'inflation est partiellement contrebalancée par l'ajustement au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel;
- le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek en Colombie-Britannique prévoit un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 30 % de l'IPC;
- le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Brown Lake en Colombie-Britannique prévoit une hausse des tarifs d'électricité de 3 % par année;
- tous les CAÉ relatifs aux parcs éoliens au Québec prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 20 % environ de l'IPC.

## CAÉ devant être renouvelés

Le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique St-Paulin de 8,0 MW est arrivé à l'échéance de sa durée initiale de 20 ans en novembre 2014; la Société a envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec pour un nouveau terme de 20 ans. À l'issue des discussions initiales, la Société et Hydro-Québec n'ont pu s'entendre sur les modalités du renouvellement et la Société a déposé par la suite une notice d'arbitrage. La Société a convenu avec Hydro-Québec de suspendre la procédure d'arbitrage en attendant qu'une décision soit rendue à l'égard d'une autre procédure d'arbitrage en cours entre Hydro-Québec et d'autres producteurs d'électricité indépendants. Hydro-Québec a accepté de maintenir les conditions du CAÉ relatif à St-Paulin jusqu'à 30 jours après l'annonce de la décision portant sur cette autre procédure d'arbitrage.

Le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Windsor de 5,5 MW est arrivé à l'échéance de sa durée initiale de 20 ans en janvier 2016; la Société a envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec pour un nouveau terme de 20 ans.



# RAPPORT DE GESTION

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

## Résultats financiers

	Exercices clos le 31 décembre			
	2015		2014	
Produits	246 869	100,0%	241 834	100,0%
Charges d'exploitation	40 938	16,6%	41 512	17,2%
Frais généraux et administratifs	14 188	5,7%	15 064	6,2%
Charges liées aux Projets potentiels	8 005	3,2%	5 696	2,4%
<b>BAlIA ajusté</b>	<b>183 738</b>	<b>74,4%</b>	<b>179 562</b>	<b>74,3%</b>
Charges financières	83 130		86 537	
Autres charges, montant net	116 764		7 797	
Amortissements	75 478		74 092	
Radiation de frais de développement liés aux projets	51 719		—	
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises (note 1)	(1 562)		701	
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(81 368)		121 685	
Économie d'impôt	(12 040)		(26 872)	
<b>Perte nette</b>	<b>(48 383)</b>		<b>(84 378)</b>	
Perte nette attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(30 301)		(54 853)	
Participations ne donnant pas le contrôle	(18 082)		(29 525)	
	<b>(48 383)</b>		<b>(84 378)</b>	
<b>Perte nette par action - de base (\$)</b>	<b>(0,37)</b>		<b>(0,63)</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 l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a enregistré des produits de 246,9 M\$, comparativement à 241,8 M\$ en 2014. L'augmentation de 2 % est attribuable principalement à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014 et aux régimes de vent plus élevés au Québec, partiellement contrebalancés par la diminution des débits d'eau en Colombie-Britannique.

### 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 l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a constaté des charges d'exploitation de 40,9 M\$ (41,5 M\$ respectivement en 2014). La diminution de 1 % est attribuable essentiellement aux variations des coûts associés aux niveaux de production en Colombie-Britannique, à la réduction des charges d'exploitation aux États-Unis et à l'affectation de ressources aux Projets potentiels, partiellement contrebalancées par l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, ces frais ont totalisé 14,2 M\$ (15,1 M\$ en 2014). Cette diminution de 6 % reflète principalement l'affectation de ressources aux Projets potentiels découlant de la stratégie d'expansion sur les marchés internationaux de la Société.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

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 l'exercice clos le 31 décembre 2015, ces charges ont totalisé 8,0 M\$ (5,7 M\$ en 2014). Cette augmentation de 41 % est liée principalement à la progression de plusieurs Projets potentiels en vue d'explorer des occasions sur de nouveaux marchés internationaux et à l'appel d'offres en cours en Ontario.

## **BAIIA ajusté**

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 183,7 M\$, comparativement à 179,6 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation de 2 % est principalement attribuable à la hausse de la production et des produits expliquée plus haut. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a augmenté pour passer de 74,3 % à 74,4 %

## **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 l'exercice clos le 31 décembre 2015, les charges financières ont totalisé 83,1 M\$ (86,5 M\$ en 2014). La diminution pour l'exercice est principalement attribuable aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation nettement inférieurs de 2,9 M\$ sur les obligations à rendement réel (comparativement à 6,7 M\$ en 2014), qui ont plus que contrebalancé l'augmentation des charges d'intérêts découlant des niveaux d'endettement plus élevés. Cette diminution est partiellement contrebalancée par l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1.

Au 31 décembre 2015, 99 % de l'encours de la dette de la Société, incluant les débetures convertibles, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (91 % au 31 décembre 2014). Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,12 % au 31 décembre 2015 (5,25 % au 31 décembre 2014). Cette diminution résulte principalement de la comptabilisation sur un exercice complet de la dette liée au projet SM-1, qui porte un taux d'intérêt fixe de 3,30 % par suite de son ajustement à la juste valeur de marché lors de la consolidation, de l'ajout de la dette liée au projet Tretheway Creek, qui porte un taux d'intérêt fixe de 4,99 %, de l'ajout des dettes liées aux projets Boulder Creek et Upper Lillooet River, qui portent un taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,36 %, de l'ajout de la dette liée au projet Big Silver Creek, qui porte un taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,71 % et de l'ajout du financement du projet Mesgi'g Ugju's'n, qui porte un taux d'intérêt fixe de 4,28 %. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'ajout sur un exercice complet de la débenture liée à la centrale SM-1, qui porte un taux d'intérêt fixe de 8,00 %.

## **Autres charges, montant net**

Le montant net des autres charges comprend les coûts de transaction, les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés, le profit réalisé sur contreparties conditionnelles, les pertes de change réalisées, les pertes de valeur des prêts et le montant net des autres produits. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé des autres charges d'un montant net de 116,8 M\$ (autres charges d'un montant net de 7,8 M\$ en 2014). La variation pour l'exercice découle principalement de la perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 119,6 M\$ liée au règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n parallèlement à la clôture du financement pour ces projets. Cette variation a été partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'un gain réalisé de 3,4 M\$ sur contreparties conditionnelles lié aux montants à payer pour le développement futur de Projets potentiels en Colombie-Britannique acquis de Cloudworks Energy Inc. en 2011, lesquels Projets potentiels ont été dévalués au 31 décembre 2015.

## **Amortissements**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la dotation aux amortissements a totalisé 75,5 M\$ (74,1 M\$ en 2014). L'augmentation est principalement attribuable à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique acquise en juin 2014 et à l'amortissement sur un exercice complet d'une garantie prolongée de deux ans pour la phase II du parc éolien Gros-Morne.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Radiation de frais de développement liés aux projets**

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard des frais de développement de projets. Selon les résultats de ces tests, une radiation de 51,7 M\$ a été comptabilisée pour 2015 au titre de projets pour lesquels le calendrier de développement et la rentabilité sont incertains. La radiation enregistrée a entraîné une économie d'impôt de 13,6 millions \$. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, aucune radiation n'a été comptabilisée.

En 2011, par suite de l'acquisition de Cloudworks Energy Inc., la Société est devenue le propriétaire unique de projets hydroélectriques en Colombie-Britannique se trouvant à différents stades de développement (puissance installée totale potentielle de plus de 800 MW). Par conséquent, un montant de 51,7 M\$ a été comptabilisé au titre des Projets potentiels. Cependant, au 31 décembre 2015, le projet Site C de BC Hydro (une mégacentrale hydroélectrique qui devrait fournir une puissance de 1 100 MW environ et produire quelque 5 100 GWh d'électricité par année) va de l'avant. Les travaux de construction ont en effet débuté à l'été 2015. De plus, en septembre 2015, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rejeté une requête visant l'annulation du certificat d'évaluation environnementale émis par le ministère de l'Environnement et le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles pour le projet. En novembre 2015, BC Hydro et le gouvernement de la Colombie-Britannique ont annoncé l'octroi d'un contrat de 1,5 G\$ pour la construction du projet Site C. Les possibilités de réussite des procédures entreprises contre le projet par les Premières Nations et par différents groupes environnementaux sont très faibles, les travaux de construction ayant débuté. BC Hydro a annoncé publiquement que, selon ses prévisions, elle n'aura vraisemblablement pas besoin d'un bloc important d'électricité des producteurs d'électricité indépendants avant le début des années 2030. Par conséquent, pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé une radiation de 51,7 M\$ (néant en 2014) et une économie d'impôt de 13,6 M\$ en lien avec ses Projets potentiels en Colombie-Britannique pour lesquels elle conserve la propriété des permis et qu'elle pourrait développer dans l'avenir. Parallèlement, le renversement des contreparties conditionnelles liées à ces Projets potentiels a donné lieu à un gain réalisé de 3,4 M\$.

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé une quote-part du bénéfice des coentreprises de 1,6 M\$ (quote-part de la perte de 0,7 M\$ en 2014). Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

## **Instruments financiers dérivés**

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir et son exposition au risque de hausse du taux de change sur ses achats d'équipement (« Dérivés »), protégeant ainsi la valeur économique de ses projets. Innergex compte aussi des instruments financiers dérivés intégrés dans certains des CAÉ qu'elle a conclus (taux d'inflation minimum de 3 % appliqué au prix de vente). La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation. Comme les contrats à terme sur obligations sont liés aux obligations à long terme et les swaps de taux d'intérêt sont conclus pour une période égale à la période d'amortissement de la dette sous-jacente, qui peut atteindre 30 ans, la juste valeur de marché d'un Dérivé peut être très sensible aux variations trimestrielles des taux d'intérêt à long terme.

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 81,4 M\$, en raison principalement du renversement de la perte latente comptabilisée au règlement des contrats à terme sur obligations parallèlement à la clôture du financement de 491,6 M\$ pour les projets Boulder Creek et Upper Lillooet River en mars, du financement de 197,2 M\$ pour le projet Big Silver Creek en juin et du financement de 311,7 M\$ pour le projet Mesgig Ujju's'n en septembre. Pour la période correspondante l'an dernier, Innergex avait comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 121,7 M\$, en raison principalement de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2013.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

En mars 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement de 491,6 M\$ et le règlement parallèle des contrats à terme sur obligations correspondants pour les projets hydroélectriques Boulder Creek et Upper Lillooet River; en juin 2015, elle a annoncé la conclusion d'un financement de 197,2 M\$ et le règlement parallèle des contrats à terme sur obligations correspondants pour le projet hydroélectrique Big Silver Creek et, en septembre 2015, elle a annoncé la conclusion d'un financement de 311,7 M\$ et le règlement parallèle des contrats à terme sur obligations correspondants pour le projet éolien Mesgi'g Ujju's'n. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le règlement de ces contrats à terme sur obligations a donné lieu à une perte réalisée de 119,6 M\$ (perte réalisée de 8,4 M\$ en 2014 par suite de la clôture du financement pour le projet Tretheway Creek). Au 31 décembre 2015, la Société n'avait aucun Dérivé devant être réglé à la clôture d'un financement étant donné que tous les financements ont été mis en place en 2015.

## **Charge (économie) d'impôt**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 3,1 M\$ (3,0 M\$ en 2014) et une économie d'impôt différée de 15,2 M\$ (29,9 M\$ en 2014). L'économie d'impôt différée s'explique partiellement par la comptabilisation d'une perte comptable avant impôt découlant de la perte réalisée de 119,6 M\$ attribuable au règlement de Dérivés et à la comptabilisation par la Société d'une radiation de 51,7 M\$ liée à ses Projets potentiels en Colombie-Britannique, partiellement contrebalancées par le renversement de 81,4 M\$ d'un profit latent comptabilisé au règlement de Dérivés. L'économie d'impôt différée pour la même période l'an dernier s'explique principalement par une perte nette latente sur Dérivés.

## **Perte nette**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a enregistré une perte nette de 48,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,37 \$ par action), comparativement à une perte nette de 84,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,63 \$ par action) en 2014. Ce résultat est attribuable principalement à une radiation de 51,7 M\$ de frais liés au développement de projets et à l'incidence négative moins importante des instruments financiers dérivés, soit une perte réalisée de 119,6 M\$ sur instruments financiers dérivés partiellement contrebalancée par un profit latent de 81,4 M\$ sur instruments financiers dérivés, comparativement à une perte réalisée de 8,4 M\$ et une perte latente de 121,7 M\$ sur instruments financiers dérivés l'année précédente.

# 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 de la perte nette pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, comparativement à la perte nette pour la période correspondante en 2014

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	203 053	En raison principalement du renversement de pertes latentes au règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, comparativement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pour 2014.
Produits	5 035	En raison principalement de l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014 et des régimes de vent plus élevés au Québec, partiellement contrebalancés par la diminution des débits d'eau en Colombie-Britannique.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Autres charges, montant net	108 967	En raison principalement d'une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés de 119,6 M\$ résultant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n à la clôture des financements de ces projets, comparativement à une perte réalisée de 8,4 M\$ résultant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Tretheway en 2014.
Radiation de frais liés au développement de projets	51 719	En raison d'une radiation faisant suite à la faible probabilité de développement de projets hydroélectriques potentiels acquis en 2011 en Colombie-Britannique.
Charge d'impôt différée	14 724	En raison principalement d'une économie d'impôt moindre liée à une perte comptable inférieure découlant d'une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés et d'une radiation de projets potentiels, partiellement contrebalancées par un profit latent sur instruments financiers dérivés, comme il a été mentionné auparavant, comparativement à une perte latente plus importante sur instruments financiers dérivés en 2014.

### 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. et à leurs commandités respectifs. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a affecté une perte de 18,1 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (perte de 29,5 M\$ en 2014). Se reporter à la rubrique « Filiales non entièrement détenues » pour un complément d'information.

### Nombre d'actions en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)	Exercices clos le 31 décembre	
	2015	2014
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	102 304	98 341
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	283	210
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	102 587	98 551

1. Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, 2 579 684 des 3 425 684 options sur actions (1 830 684 des 3 470 684 en 2014) avaient un effet dilutif. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 7 558 684 actions n'avait un effet dilutif en 2014).



# 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	24 février 2016	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Nombre d'actions ordinaires	104 006 805	103 938 636	100 672 000
Nombre de Débentures convertibles à 4,25 %	100 000	100 000	—
Nombre de Débentures convertibles à 5,75 %	—	—	80 500
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	3 470 684

En date du présent rapport de gestion, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2015 est attribuable à l'émission d'actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

L'augmentation du nombre d'actions ordinaires par rapport au 31 décembre 2014 est attribuable principalement à la conversion, au gré du porteur, d'une partie des débentures convertibles à 5,75 % 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. La variation du nombre de débentures convertibles pendant l'exercice 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 80 500 débentures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 %.

## LIQUIDITÉ ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 4,6 M\$, comparativement à des fonds générés de 87,7 M\$ pour la même période l'an dernier. Au cours de l'année 2015, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 535,7 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 554,8 M\$, aux fins principalement du paiement des travaux de construction de ses Projets en développement. Au 31 décembre 2015, la Société détenait 40,7 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 54,6 M\$ au 31 décembre 2014.

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 4,6 M\$ (flux de trésorerie générés de 87,7 M\$ en 2014). Cette variation est attribuable principalement à la perte réalisée sur Dérivés de 119,6 M\$, qui a plus que contrebalancé l'augmentation des produits. Cette perte a été financée par les emprunts liés aux projets obtenus pendant l'exercice.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 535,7 M\$ (flux de trésorerie générés de 201,0 M\$ en 2014). Cette variation est attribuable principalement à une augmentation nette de la dette à long terme de 563,0 M\$, par suite principalement de l'ajout des dettes liées aux Projets en développement et au remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité à terme de crédit rotatif), ainsi qu'au produit net de 95,5 M\$ découlant de l'émission de débentures convertibles portant intérêt au taux de 4,25 %. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par le rachat de 41,6 M\$ de débentures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 % et le rachat aux fins d'annulation de 12,3 M\$ d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société.

# RAPPORT DE GESTION

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

Utilisation du produit de financement	Exercices clos le 31 décembre	
	2015	2014
Produit de l'émission de dette à long terme	1 241 951	379 901
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité à terme de crédit rotatif)	(665 085)	(120 590)
Paiement des frais de financement différés	(13 842)	(2 580)
Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme	563 024	256 731
Produit net de l'émission de débentures convertibles	95 527	—
Produit de l'exercice d'options sur actions	394	—
Génération du produit du financement	658 945	256 731
Paiement au titre du rachat de débentures convertibles	(41 591)	—
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires	(12 349)	—
Paiement d'autres passifs	(244)	(361)
Paiement des coûts d'émission des actions ordinaires et privilégiées	—	(82)
Acquisitions d'entreprises	—	(38 368)
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	(119 557)	(8 366)
(Augmentation) des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	(226 913)	(36 062)
Fonds nets (investis dans les) prélevés des comptes de réserve	(1 336)	6 538
Ajouts aux immobilisations corporelles	(296 153)	(205 460)
Ajouts aux frais liés au développement de projets	(29 107)	(24 955)
Remboursements des coentreprises	—	2 259
(Ajouts aux) réductions des autres actifs non courants	(1 324)	27 480
Utilisation du produit du financement, montant net	(728 574)	(277 377)
Réduction du fonds de roulement	(69 629)	(20 646)

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a emprunté 1 242,0 M\$ aux fins principalement du paiement de la construction des Projets en développement, de la réduction des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif et de la perte réalisée de 119,6 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour les projets Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n. Elle a également augmenté ses liquidités soumises à des restrictions de 226,9 M\$, car l'utilisation de la trésorerie pour payer les coûts de construction liés aux Projets en développement a été plus que contrebalancée par le produit reçu dans le cadre des dettes liées à ces projets. Pendant la période correspondante de 2014, la Société avait emprunté 379,9 M\$ pour payer les travaux de construction des projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, les travaux préalables à la construction du projet Mesgi'g Ugnu's'n et l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1, et aux fins du remboursement de la dette à long terme. Elle avait également augmenté ses liquidités soumises à des restrictions de 36,1 M\$; l'utilisation de trésorerie aux fins du paiement des travaux de construction pour les centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River ayant été plus que contrebalancée par l'ajout de 49,1 M\$ correspondant au produit inutilisé du financement du projet Tretheway Creek.

## Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 554,8 M\$ (268,4 M\$ en 2014). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 296,2 M\$ (décaissement de 205,5 M\$ en 2014), une augmentation des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions a représenté un décaissement de 226,9 M\$ (décaissement de 36,1 M\$ en 2014), les ajouts aux frais de développement liés aux projets ont représenté un décaissement de 29,1 M\$ (décaissement de 25,0 M\$ en 2014) et les investissements dans les comptes de réserve ont représenté un décaissement de 1,3 M\$ (encaissement de 6,5 M\$ en 2014). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des autres actifs à long terme, qui ont représenté un encaissement de 27,5 M\$, principalement en raison du remboursement du prêt au vendeur de la centrale hydroélectrique SM-1.

# RAPPORT DE GESTION

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

## Trésorerie et équivalents de trésorerie

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société ont diminué de 13,9 M\$ (augmenté de 20,3 M\$ en 2014), soit le résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement. Au 31 décembre 2015, la Société détenait 40,7 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (54,6 M\$ au 31 décembre 2014).

## DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Exercices clos le 31 décembre	
	2015	2014
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	63 646	59 549
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action) <sup>1</sup>	0,62	0,60
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	4 250	4 250
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	1,25	1,25
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	2 875	2 875
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action)	1,4375	1,4375

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

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

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par Action privilégiée de série A (\$) <sup>1</sup>	Dividende par Action privilégiée de série C (\$)
24/02/2016	31/03/2016	15/04/2016	0,1600	0,2255	0,359375

1. Le 15 janvier 2016 et tous les 15 janvier des cinq prochaines années, les porteurs d'actions privilégiées de série A (« les actions de série A ») auront le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série A en actions privilégiées de série B (« les actions de série B ») de la Société, si certaines conditions sont remplies. Après avoir examiné tous les avis de choix reçus avant la date limite de conversion du 31 décembre 2015 et toutes les exigences de conversion, les porteurs d'actions de série A n'ont pas eu le droit de convertir leurs actions. Par conséquent, 3 400 000 actions de série A sont actuellement cotées à la Bourse de Toronto (TSX) sous le symbole INE.PR.A. Le taux de dividende, applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2016 au 15 janvier 2021 exclusivement, sera de 3,608 % par année ou 0,2255 \$ par action par trimestre.

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 31 décembre 2015, l'actif total de la Société s'établissait à 3 128 M\$, le passif total à 2 657 M\$, y compris des dettes à long terme de 2 215 M\$, et les capitaux propres à 471,6 M\$.

Également au 31 décembre 2015, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 2,15:1,00 (0,91:1,00 au 31 décembre 2014). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 40,7 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 312,7 M\$ et des comptes de réserve de 42,8 M\$.

Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont expliqués ci-après.

# RAPPORT DE GESTION

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

## Actif

### Principales variations du total de l'actif pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :

- Une augmentation nette de 213,0 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, en raison principalement de l'ajout d'une partie du financement reçu dans le cadre des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, qui a plus que contrebalancé les montants utilisés pour payer les travaux de construction des Projets en développement, ainsi que de la centrale Tretheway Creek;
- Une augmentation des immobilisations corporelles de 278,4 M\$ en raison principalement de la construction des projets Tretheway, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek et de l'intégration du projet Mesgi'g Ugnu's'n aux immobilisations corporelles, partiellement contrebalancées par l'amortissement pour l'exercice et par un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles;
- Une diminution des immobilisations incorporelles de 15,0 M\$, en raison principalement de l'amortissement, contrebalancé partiellement par un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles;
- Une diminution de 61,0 M\$ des frais de développement de projets, en raison principalement du retrait du projet Mesgi'g Ugnu's'n des frais de développement de projet et de son intégration aux immobilisations corporelles, étant donné que la construction a débuté en mai, et de la radiation de 51,7 M\$ comptabilisée par la Société en lien avec les frais de développement liés aux projets constatés par suite de l'acquisition de Cloudworks Energy Inc. en 2011.

## Fonds de roulement

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. Au 31 décembre 2014, le fonds de roulement était négatif de 17,4 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,91:1,00. L'augmentation du ratio du fonds de roulement pour l'exercice 2015 est attribuable principalement à une hausse de 226,9 M\$ des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions et à une baisse de 88,8 M\$ de la composante du passif courant des instruments financiers dérivés, éléments qui sont expliqués séparément plus loin. Ces éléments ont été contrebalancés partiellement par une augmentation de 49,9 M\$ des créditeurs et une hausse de 21,2 M\$ de la tranche à court terme de la dette à long terme, laquelle est également expliquée séparément plus loin.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Elle peut également utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif de 425,0 M\$ au besoin. Au 31 décembre 2015, la Société avait prélevé 129,9 M\$ et 13,9 M\$ US à titre d'avances de fonds et 95,5 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 312,7 M\$ au 31 décembre 2015, dont un montant de 6,8 M\$ était lié à Harrison Hydro L.P., un montant de 0,7 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek, un montant de 0,4 M\$ au prêt pour Northwest Stave River, un montant de 20,6 M\$ au prêt pour Tretheway Creek, un montant de 177,7 M\$ au prêt pour Boulder Creek et Upper Lillooet River, un montant de 11,2 M\$ au prêt pour Big Silver Creek et un montant de 95,3 M\$ au prêt pour Mesgi'g Ugnu's'n (comparativement à 85,8 M\$ au 31 décembre 2014, dont un montant de 6,7 M\$ était lié à Harrison Hydro L.P., un montant de 23,5 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek, un montant de 6,5 M\$ au prêt pour Northwest Stave River et un montant de 49,1 M\$ au prêt pour Tretheway Creek). L'augmentation découle principalement de l'ajout d'une partie du financement provenant des prêts pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, qui a plus que contrebalancé les montants utilisés pour payer les travaux de construction des Projets en développement. Le solde des prêts pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n sera reçu sous forme de mensualités.

Les *débiteurs* ont augmenté de 35,3 M\$ au 31 décembre 2014 à 37,1 M\$ au 31 décembre 2015, en raison principalement de taxes à la consommation à recevoir de la construction des Projets en développement.

Les *crédeurs et charges à payer* ont augmenté pour passer de 45,6 M\$ au 31 décembre 2014 à 95,5 M\$ au 31 décembre 2015, en raison principalement des travaux de construction liés aux Projets en développement.

Les *instruments financiers dérivés compris dans le passif courant* ont diminué pour passer de 104,1 M\$ au 31 décembre 2014 à 15,3 M\$ au 31 décembre 2015, en raison principalement de la baisse des contrats à terme sur obligations conclus pour couvrir le taux d'intérêt sur le financement futur des Projets en développement qui a fait suite à la clôture du financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## 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 41,5 M\$ au 31 décembre 2015, comparativement à 40,7 M\$ au 31 décembre 2014. L'augmentation découle principalement des réserves mises en place pour la centrale Kwoiek Creek en 2015.

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 soit en exploitation, soit en construction. Elles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur cumulées. La Société possédait des immobilisations corporelles de 2 174 M\$ au 31 décembre 2015, comparativement à 1 896 M\$ au 31 décembre 2014. Cette augmentation découle principalement de la construction des Projets en développement et de l'intégration du projet Mesgi'g Ugju's'n aux immobilisations corporelles, partiellement contrebalancées par l'amortissement pour l'exercice et un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles.

## Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents contrats d'achat d'électricité, permis et licences. Elles incluent aussi les garanties prolongées des turbines des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 472,3 M\$ au 31 décembre 2015, comparativement à 487,3 M\$ au 31 décembre 2014. Cette diminution découle principalement de l'amortissement, partiellement contrebalancé par un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles.

## Frais de développement de projets

Les frais de développement de projets représentent les coûts engagés dans l'acquisition et le développement de Projets en développement et dans l'acquisition de Projets potentiels. Selon leur nature, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux immobilisations incorporelles lorsqu'un projet arrive à la phase de construction. Au 31 décembre 2015, les frais de développement de projets de la Société se chiffraient à néant, comparativement à 61,0 M\$ au 31 décembre 2014. La diminution découle du retrait du projet Mesgi'g Ugju's'n des frais de développement et de son intégration aux immobilisations corporelles étant donné que les travaux de construction ont débuté en mai dernier ainsi que de la comptabilisation par la Société d'une radiation de 51,7 M\$ de frais de développement liés aux projets en vue du développement futur en Colombie-Britannique et constatés par suite de l'acquisition de Cloudworks Energy Inc. en 2011.

## 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 31 décembre 2015, la Société avait des participations de 9,3 M\$ dans des coentreprises, comparativement à 14,5 M\$ au 31 décembre 2014. Cette diminution de 5,2 M\$ tient compte de distributions de 6,9 M\$ (3,1 M\$ d'Umbata Falls et 3,8 M\$ de Viger-Denonville) faites au niveau des coentreprises pendant l'exercice, partiellement contrebalancées par la comptabilisation d'un bénéfice net de 1,7 M\$. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information.



# RAPPORT DE GESTION

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

---

## Passif et capitaux propres

### Instruments financiers dérivés et gestion des risques

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

Les swaps de taux d'intérêt permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt variables sur la dette réelle, qui s'établissait à 632,6 M\$ au 31 décembre 2015. Par conséquent, au 31 décembre 2015, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 1 521 M\$ et au montant de 93,4 M\$ au titre des débentures convertibles, signifient que 99 % de l'encours de la dette de la Société est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

En outre, les contrats à terme sur obligations permettent à la Société d'éliminer le risque de hausses des taux d'intérêt sur la dette à long terme prévue pour la réalisation de ses Projets en développement. À la clôture du financement à long terme à taux fixe ou au moyen de swaps de taux d'intérêt, la Société réglera les instruments financiers dérivés correspondants, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. Ces profits ou pertes serviront à contrebalancer un taux d'intérêt supérieur ou inférieur sur la dette liée aux projets.

En mars 2015, la Société a conclu un financement de 491,6 M\$ pour les projets hydroélectriques Boulder Creek et Upper Lillooet River. Le règlement simultané des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek et Upper Lillooet River a donné lieu à une perte réalisée de 68,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Cette perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats ont été conclus (entre septembre et décembre 2013) et la date de règlement (le 17 mars 2015) et sera compensée par un taux d'intérêt fixe moyen pondéré peu élevé de 4,36 % pour ces prêts d'une durée de 25 à 40 ans. En juin 2015, la Société a conclu un financement de 197,2 M\$ pour le projet hydroélectrique Big Silver Creek. Le règlement simultané des contrats à terme sur obligations pour Big Silver Creek a donné lieu à une perte réalisée de 24,7 M\$ sur instruments financiers dérivés. Cette perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats ont été conclus (entre décembre 2013 et janvier 2014) et la date de règlement (le 22 juin 2015) et sera compensée par le taux d'intérêt fixe moyen pondéré peu élevé de 4,71 % pour ces prêts d'une durée de 25 à 40 ans. En septembre 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement de 311,7 M\$ pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n. Le règlement simultané des contrats à terme sur obligations pour Mesgi'g Ugju's'n a donné lieu à une perte réalisée de 27,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Cette perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats ont été conclus (en mars 2014) et la date de règlement (le 28 septembre 2015) et sera compensée par le taux d'intérêt fixe moyen pondéré peu élevé de 4,18 % pour ces prêts d'une durée de 9,5 à 19,5 ans.

Au 31 décembre 2015 et en date du présent rapport de gestion, la Société avait obtenu le financement pour tous ses Projets en développement et n'avait aucun contrat à terme sur obligations en cours (contrats de 535,0 M\$ pour les Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n au 31 décembre 2014).

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

Dans l'ensemble, les Dérivés avaient une valeur négative nette de 67,7 M\$ au 31 décembre 2015 (valeur négative de 145,8 M\$ au 31 décembre 2014). Cette diminution est principalement attribuable au règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n. Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'incidence des Dérivés utilisés pour couvrir les emprunts des coentreprises de la Société. Pour un complément d'information sur l'incidence des instruments financiers dérivés utilisés dans les coentreprises de la Société, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

# RAPPORT DE GESTION

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

Instruments financiers dérivés sur les taux d'intérêt en cours	Échéance	Option de résiliation anticipée	31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture est appliquée depuis les :</b>				
<b>16 octobre 2014</b>				
Swaps de taux d'intérêt au taux de 2,33 %	2024	2019	20 000	20 000
<b>15 décembre 2014</b>				
Swaps de taux d'intérêt au taux de 2,30 %	2024	2019	20 000	20 000
<b>1er avril 2015</b>				
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 4,27 % à 4,41 %	2018	Aucune	82 600	82 600
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 2,94 % à 4,83 %, amortissables	2026	Aucune	46 342	49 718
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,35 % à 3,50 %, amortissables	2027	Aucune	35 080	37 506
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amortissable	2030	Aucune	89 113	93 511
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amortissable	2030	2016	26 063	27 485
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amortissable	2031	2016	41 146	43 360
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amortissable	2035	2025	97 957	100 463
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amortissable	2041	2016	19 018	19 313
<b>28 septembre 2015</b>				
Swap de taux d'intérêt au taux de 0,96 %, amortissable	2017	Aucune	49 250	—
Swap de taux d'intérêt au taux de 1,91 %, amortissable	2026	Aucune	103 000	—
<b>Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture n'est pas utilisée :</b>				
Contrats à terme sur obligations à des taux variant de 2,74 % à 3,32 %	2015	Aucune	—	535 000
Swap de taux d'intérêt à des taux variant de 3,96 % à 4,09 %	2015	Aucune	—	15 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2016	Aucune	3 000	3 000
			<b>632 569</b>	<b>1 046 956</b>

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

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction ou en développement de la Société. Au 31 décembre 2015, la Société n'avait aucune charge à payer liée à l'acquisition d'actifs à long terme (25,3 M\$ au 31 décembre 2014). La diminution de 25,3 M\$ découle principalement des paiements effectués relativement à la construction des Projets en développement et des sommes empruntées pour la construction des projets.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Dette à long terme**

Au 31 décembre 2015, la dette à long terme s'établissait à 2 215 M\$ (1 645 M\$ au 31 décembre 2014). Cette augmentation de 570,8 M\$ découle principalement de l'ajout des emprunts de 445,7 M\$ pour Boulder Creek et Upper Lillooet River provenant du financement de projet de 491,6 M\$ conclu le 17 mars, de l'ajout du financement de 197,2 M\$ conclu le 22 juin pour Big Silver Creek et de l'ajout de l'emprunt de 159,5 M\$ pour Mesgi'g Ugju's'n provenant du financement de projet de 311,7 M\$ conclu le 28 septembre. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par les remboursements prévus de la dette liée aux projets et par la réduction des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif rendue possible par l'utilisation du produit de l'émission des débiteures convertibles portant intérêt à 4,25 % ainsi que d'une partie du produit du financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, afin de rembourser les capitaux propres excédentaires investis dans les projets par la Société.

Depuis le début de l'exercice 2015, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit ou actes de fiducie-sûreté conclus par des filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

# RAPPORT DE GESTION

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

	Taux d'intérêt effectif global	Échéance	Exercices clos le 31 décembre	
			2015	2014
<b>Facilité à terme de crédit rotatif (avec droit de recours auprès de la Société)</b>				
a) Avances au taux préférentiel	3,30%	2019	20	20
a) Acceptations bancaires	5,50%	2019	129 880	321 880
a) Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US	1,98%	2019	19 238	16 125
			149 138	338 025
<b>Emprunts à terme (sans droit de recours auprès de la Société)</b>				
b) Centrales en exploitation de Harrison, emprunts à terme ne portant pas intérêt, consentis par des partenaires	--	2015	—	1 750
c) Hydro-Windsor, emprunt à terme, taux fixe	8,25%	2016	1 015	2 145
d) Fitzsimmons Creek, emprunt à terme, taux variable	3,98%	2016	21 051	21 430
e) Magpie, crédit-relais, taux fixe	2,33%	2017	537	850
e) Magpie, débenture, taux fixe	4,59%	2017	748	1 094
f) Montagne-Sèche, emprunt à terme, taux variable	5,97%	2021	26 063	27 485
g) Rutherford Creek, emprunt à terme, taux fixe	6,88%	2024	39 378	42 677
e) Magpie, débenture convertible, taux fixe	4,34%	2025	5 020	5 262
h) Ashlu Creek, emprunt à terme, taux variable	6,06%	2025	95 062	96 695
i) Sainte-Marguerite, emprunt à terme, taux fixe	3,30%	2025	32 598	35 899
j) L'Anse-à-Valleau, emprunt à terme, taux variable	6,03%	2026	36 091	38 716
k) Carleton, emprunt à terme, taux variable	5,46%	2027	45 758	48 997
l) Stardale, emprunt à terme, taux variable	5,99%	2030	96 862	101 643
e) Magpie, emprunt à terme, taux fixe	4,37%	2031	52 243	54 452
m) Kwoiek Creek, emprunt à terme, taux fixe	5,08%	2052	168 500	168 500
n) Northwest Stave River, emprunt à terme, taux fixe	5,30%	2053	71 972	71 972
m) Kwoiek Creek, emprunt à terme à taux fixe	10,07%	2054	3 662	3 662
o) Tretheway, prêt de construction, taux fixe	4,99%		92 916	92 916
p) Mesgi'g Ugju's'n, prêt de construction, taux fixe	4,28%		159 459	—
q) Boulder et Upper Lillooet, prêt de construction, taux fixe	4,22%		172 207	—
r) Big Silver, prêt de construction, taux fixe	4,57%		51 012	—
q) Boulder et Upper Lillooet, prêt de construction, taux fixe	4,46%		227 938	—
q) Boulder et Upper Lillooet, prêt de construction, taux fixe	4,46%		45 588	—
r) Big Silver, prêt de construction, taux fixe	4,76%		128 311	—
r) Big Silver, prêt de construction, taux fixe	4,76%		17 900	—
i) Sainte-Marguerite, débenture, taux fixe	8,00%	2064	42 401	42 401
Autres emprunts dont les échéances et les taux d'intérêt différent		2017-2019	134	136
			1 634 426	858 682

# RAPPORT DE GESTION

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

	Taux d'intérêt effectif global	Échéance	Exercices clos le 31 décembre	
			2015	2014
<b>Obligations (sans droit de recours auprès de la Société)</b>				
s) Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à rendement réel	3,95%	2049	223 391	225 014
t) Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à taux fixe	6,61%	2049	207 141	209 485
u) Centrales en exploitation de Harrison, obligation subordonnée à rendement réel	5,02%	2049	28 222	27 820
			458 754	462 319
<b>Total de la dette à long terme</b>			2 242 318	1 659 026
<b>Frais de financement différés</b>			(26 885)	(14 427)
			2 215 433	1 644 599
Tranche à court terme de la dette à long terme (déduction faite des frais de financement différés de 29 \$ en 2015, néant en 2014)			(54 995)	(33 799)
Tranche à long terme			2 160 438	1 610 800

Notes explicatives :

## a) Facilité à terme de crédit rotatif

La Société dispose d'une capacité d'emprunt maximale de 425,0 M\$ sur sa facilité à terme de crédit rotatif qui arrivera à échéance en 2019.

Au 31 décembre 2015, des avances au taux des acceptations bancaires et des avances au taux préférentiel totalisant 129,9 M\$ ainsi qu'une avance au taux LIBOR de 19,2 M\$ (13,9 M\$ US) ont été consenties en vertu de cette facilité. Un montant de 95,5 M\$ a été utilisé pour fournir des lettres de crédit. Par conséquent, la tranche inutilisée et disponible de la facilité s'élève à 180,4 M\$. La valeur comptable des actifs de la Société et des filiales qui ont été donnés en garantie en vertu de cette facilité totalise environ 473,1 M\$.

La facilité à terme de crédit rotatif a été renégociée le 18 janvier 2016; se reporter à la note « Événements postérieurs ».

## b) Centrales en exploitation de Harrison, emprunts à terme

Les emprunts ne portant pas intérêt consentis par des partenaires de la Société relativement au projet de Harrison ont été remboursés en totalité en 2015.

## c) Hydro-Windsor

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 20 ans à compter de décembre 1996, amorti sur une période de 20 ans et venant à échéance en décembre 2016. L'emprunt est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,1 M\$. Les remboursements de capital pour 2016 s'établissent à 1,0 M\$. Cet emprunt est garanti par les actifs d'Hydro-Windsor, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 10,0 M\$.

## d) Fitzsimmons Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans à compter de décembre 2011, amorti sur une période de 30 ans. Les avances sur l'emprunt portent intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 19,0 M\$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 3,98 % (3,98 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.



# RAPPORT DE GESTION

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

---

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 150 \$. Au 31 décembre 2015, un montant de 50 \$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. Cette dette est garantie par les actifs de Fitzsimmons Creek Hydro L.P., d'une valeur comptable d'environ 25,0 M\$.

## e) Magpie

Le crédit-relais est amorti jusqu'en août 2017. Le crédit-relais est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 27 \$. Les remboursements de capital relatifs au crédit-relais s'établissent à 0,3 M\$ pour 2016.

La débenture est amortie jusqu'en décembre 2017. La débenture est remboursable au moyen de paiements annuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,4 M\$, à l'exclusion des intérêts implicites hors trésorerie de 35 \$. Le remboursement de capital pour 2016 s'établit à 0,4 M\$.

La débenture convertible n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrivera à échéance en janvier 2025. La débenture convertible rend la municipalité admissible à une participation de 30 % dans la centrale au moment de la conversion de la débenture, au plus tard le 1er janvier 2025. La Société peut, à son gré, procéder à une conversion anticipée.

L'emprunt à terme, qui est amortissable jusqu'en 2031, est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,4 M\$. Les remboursements de capital relatifs à l'emprunt à terme varient et s'établissent à 1,7 M\$ pour 2016.

Le crédit-relais et l'emprunt à terme sont garantis par les actifs de Société en commandite Magpie, d'une valeur comptable d'environ 99,7 M\$.

## f) Montagne-Sèche

En mai 2014, la Société a renégocié l'emprunt afin de repousser l'échéance à juin 2021. L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 7 ans, amorti sur une période de 16 ans à compter de mai 2014. Au 31 décembre 2015, les emprunts portaient intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1,5 M\$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,97 % (5,97 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 0,4 M\$. Au 31 décembre 2015, un montant de 0,3 M\$ a été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex Montagne-Sèche, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 36,5 M\$.

## g) Rutherford Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme à taux fixe d'une durée de 20 ans, à compter de juillet 2004, amorti sur une période de douze ans à compter du 1er juillet 2012. Cette dette est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,5 M\$. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3,5 M\$ pour 2016. L'emprunt est garanti par les actifs de Rutherford Creek Power Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 81,5 M\$.

## h) Ashlu Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 15 ans, amorti sur une période de 25 ans à compter de septembre 2010. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3,3 M\$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 6,06 % (6,16 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 3,0 M\$. Au 31 décembre 2015, un montant de 1,5 M\$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de la centrale hydroélectrique d'Ashlu Creek, d'une valeur comptable d'environ 164,3 M\$.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## i) Sainte-Marguerite

Dans le cadre de l'acquisition de Sainte-Marguerite, la Société a repris un emprunt à terme de 30,8 M\$ portant intérêt à un taux de 7,40 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,4 M\$, augmentant d'année en année et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital pour 2016 s'établissent à 2,6 M\$. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 37,5 M\$, pour un taux d'intérêt effectif de 3,30 %. Cet emprunt est garanti par les actifs de Sainte-Marguerite S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 136,3 M\$.

Parallèlement à l'acquisition de la centrale Sainte-Marguerite, une débenture a été émise par Sainte-Marguerite S.E.C. au Régime de rentes du Mouvement Desjardins pour un produit total de 40,9 M\$. En décembre 2014, un montant additionnel de 1,5 M\$ a été souscrit au titre de la débenture émise par Sainte-Marguerite S.E.C. pour un montant total de 42,4 M\$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064.

## j) L'Anse-à-Valleau

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18,5 ans, à compter de décembre 2007, amorti sur une période de 18,5 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2,8 M\$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 6,03 % (6,03 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit de 1,2 M\$ afin de fournir des lettres de crédit. Au 31 décembre 2015, un montant de 0,4 M\$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex AAV, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 58,0 M\$.

## k) Carleton

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 14 ans, amorti sur une période de 14 ans à compter de juin 2013. L'emprunt à terme porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3,4 M\$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,46 % (5,46 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Cette dette est garantie par les actifs d'Innergex CAR, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 74,3 M\$.

## l) Stardale

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18 ans, à compter de septembre 2012, amorti sur une période de 18 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 5,0 M\$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,99 % (5,99 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 5,6 M\$. Au 31 décembre 2015, un montant de 5,6 M\$ avait été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de Stardale L.P., d'une valeur comptable d'environ 114,5 M\$.

L'emprunt a été refinancé le 22 février 2016; se reporter à la note « Événements postérieurs ».

## m) Kwoiek Creek

Le prêt de construction à terme a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 37 ans en février 2015, lequel est amorti sur une période de 36 ans à compter de janvier 2017. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à néant pour 2016. Cet emprunt est garanti par les actifs de Kwoiek Creek Resources, L.P., d'une valeur comptable d'environ 163,6 M\$.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

Le partenaire de la Société dans le projet Kwoiek Creek a consenti un prêt à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership. Conformément aux ententes liées au projet, chaque partenaire peut participer au financement du projet.

## **n) Northwest Stave River**

Le prêt de construction sans recours a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 38 ans en février 2015 et a été amorti sur une période de 35 ans. L'emprunt est garanti par les actifs de Northwest Stave River L.P., d'une valeur comptable d'environ 82,1 M\$.

## **o) Tretheway**

Le 30 septembre 2014, la Société a conclu un financement de projet sans recours pour un prêt de construction et un emprunt à terme de 92,9 M\$ visant le projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau Tretheway Creek. Le prêt de construction porte intérêt à un taux fixe de 4,99 %; il sera converti en un emprunt à terme en 2016 et le capital sera amorti sur une période de 35 ans à compter de la cinquième année suivant le moment où l'électricité a commencé à être livrée, soit le 9 novembre 2015. Cet emprunt est garanti par les actifs de Tretheway L.P., d'une valeur comptable d'environ 124,1 M\$.

## **p) Mesgi'g Ugju's'n**

Le 28 septembre 2015, Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. a conclu un financement de projet sans recours de 311,7 M\$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction à taux variable de 49,3 M\$ portant intérêt à un taux de 2,41 % fixé par un swap; après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera remboursé au moyen du produit du remboursement prévu par Hydro-Québec pour la sous-station électrique de Mesgi'g Ugju's'n. Au 31 décembre 2015, cette tranche n'était pas utilisée;
- Un prêt de construction à taux variable de 103,0 M\$ portant intérêt à un taux de 3,54 % fixé par un swap; après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 9,5 ans et le capital sera amorti sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2015, cette tranche n'était pas utilisée;
- Un prêt de construction de 159,5 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,28 %; après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 19,5 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 9,5 ans. Au 31 décembre 2015, cette tranche avait été utilisée en totalité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 51,3 M\$. Au 31 décembre 2015, un montant de 31,6 M\$ avait été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par les actifs de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 192,5 M\$.

## **q) Boulder Creek et Upper Lillooet River**

Le 17 mars 2015, Boulder Creek Power Limited Partnership et Upper Lillooet River Power Limited Partnership ont conclu conjointement un financement de projet sans recours de 491,6 M\$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant les projets hydroélectriques au fil de l'eau Boulder Creek et Upper Lillooet River.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 191,6 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,22 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 20 ans, à compter de la sixième année. Au 31 décembre 2015, un montant de 172,2 M\$ avait été prélevé sur cette tranche.
- Un prêt de construction de 250,0 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans. Au 31 décembre 2015, un montant de 227,9 M\$ avait été prélevé sur cette tranche.
- Un prêt de construction de 50,0 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance. Au 31 décembre 2015, un montant de 45,6 M\$ avait été prélevé sur cette tranche.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

Cette dette est garantie par les actifs de Boulder Creek Power L.P. et de Upper Lillooet River Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 464,0 M\$.

## r) **Big Silver Creek**

Le 22 juin 2015, Big Silver Creek Power Limited Partnership a conclu un financement de projet sans recours de 197,2 M\$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek River.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 51,0 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,57 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 18 ans, à compter de la septième année.
- Un prêt de construction de 128,3 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 17,9 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Cette dette est garantie par les actifs de Big Silver Creek Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 190,7 M\$.

## s) **Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à rendement réel**

L'obligation prioritaire à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à 2,96 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'indice d'ensemble des prix à la consommation (l'« IPC ») du Canada, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en juin 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 5,8 M\$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (2015 - 6 595 \$ après l'ajustement selon l'IPC). En décembre 2031, les paiements diminueront à 4,5 M\$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2016, les remboursements de capital s'établissent à 5,8 M\$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

## t) **Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à taux fixe**

L'obligation prioritaire à taux fixe des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à 6,61 %. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 8,1 M\$. En septembre 2031, les paiements diminueront à 6,7 M\$ jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2016, les remboursements de capital s'établissent à 3,3 M\$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

## u) **Centrales en exploitation de Harrison, obligation subordonnée à rendement réel**

L'obligation subordonnée à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à 4,27 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base trimestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements trimestriels d'intérêts se chiffrent à 0,3 M\$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (0,3 M\$ après l'ajustement selon l'IPC en 2015).

En juin 2017, les paiements augmenteront à 0,4 M\$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Le remboursement du principal ne commence pas avant juin 2017. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

## **Débetures convertibles**

En 2015, la Société a racheté 41,6 M\$ et converti 38,9 M\$ des débetures convertibles portant intérêt à 5,75 % en 3 653 422 actions ordinaires d'Innergex par suite de l'émission d'un avis de rachat. La Société a également émis des débetures convertibles subordonnées non garanties portant intérêt à 4,25 % d'un montant en capital de 100,0 M\$. Le produit net de

# RAPPORT DE GESTION

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

---

95,5 M\$ a été affecté à la réduction des prélèvements aux termes de la facilité à terme de crédit rotatif; les fonds disponibles aux termes de cette facilité ont été utilisés pour financer le rachat des débetures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 %.

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

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

## Actions privilégiées

Le 14 septembre 2010, la Société a émis un total de 3 400 000 actions privilégiées de série A au prix de 25,00 \$ par action, pour un produit brut totalisant 85,0 M\$. Les porteurs d'actions privilégiées de série A ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15<sup>e</sup> jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année. Pour la période initiale de cinq ans se clôturant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date (la « période à taux fixe initiale »), les dividendes étaient payables à un taux annuel équivalent à 1,25 \$ par action. Le taux de dividende annuel pour la période de cinq ans débutant le 15 janvier 2016 équivalait à 0,902 \$ par action.

Pour chaque période de cinq ans postérieure à la période à taux fixe initiale (chacune étant désignée comme une « période à taux fixe subséquente »), les porteurs d'actions privilégiées de série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série A correspondant à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada ayant une échéance de cinq ans à la date de calcul du taux fixe applicable, majoré de 2,79 %, pour cette période à taux fixe subséquente, multiplié par 25,00 \$.

Chaque porteur d'actions privilégiées de série A aura le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B de la Société à raison de une action privilégiée de série B pour chaque action privilégiée de série A convertie, sous réserve de certaines conditions, le 15 janvier 2016 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces cumulatifs à taux variable, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série B correspondant à la somme du taux des bons du Trésor de la période trimestrielle précédente, majoré de 2,79 % par année, établi le 30<sup>e</sup> jour avant le premier jour de la période à taux variable trimestrielle applicable, multiplié par 25,00 \$.

Les actions privilégiées de série A ne pouvaient être rachetées par la Société qu'à partir du 15 janvier 2016. Aucune n'a été rachetée à cette date. La prochaine date de rachat est le 15 janvier 2021 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite, moment auquel la Société pourra à son gré racheter les actions privilégiées de série A en circulation, que ce soit en totalité ou en partie.

Le 11 décembre 2012, la Société a émis un total de 2 000 000 d'actions privilégiées de série C au prix de 25,00 \$ par action, pour un produit brut totalisant 50,0 M\$. Les porteurs d'actions privilégiées de série C auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration de la Société. Les dividendes seront payables trimestriellement le 15<sup>e</sup> jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,4375 \$ par action. La Société ne pourra racheter les actions privilégiées de série C avant le 15 janvier 2018. Les actions privilégiées de série C n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs.

Les Actions privilégiées de série A et les actions privilégiées de série C sont notées P-3 par S&P.

Pour de plus amples renseignements au sujet des Actions privilégiées de série A, veuillez vous reporter au prospectus simplifié daté du 7 septembre 2010; pour de plus amples renseignements au sujet des Actions privilégiées de série C, veuillez vous reporter au prospectus simplifié daté du 4 décembre 2012, tous deux accessibles sur le site Web d'Innergex à [www.innergex.com](http://www.innergex.com) et sur le site Web SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com).



# RAPPORT DE GESTION

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

## Capitaux propres

Au 31 décembre 2015, les capitaux propres de la Société totalisaient 471,6 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 21,9 M\$, comparativement à 562,2 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 47,4 M\$ au 31 décembre 2014. La diminution de 90,7 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement des dividendes de 70,8 M\$ déclarés sur les actions privilégiées et ordinaires, de la comptabilisation d'une perte nette de 48,4 M\$ et de l'achat pour annulation de 12,3 M\$ d'actions ordinaires dans le cours normal des activités de la Société. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'émission de 3 653 422 actions ordinaires à un prix de 10,65 \$ par action, à la conversion, au gré du porteur, des débetures convertibles portant intérêt à 5,75 %.

## Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2015	Total	Moins d'un an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	Par la suite
Dettes à long terme, y compris les débetures	2 386 806	53 537	73 268	327 635	1 932 366
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	2 345 798	114 509	228 329	206 920	1 796 040
Autres	16 822	1 914	2 441	1 618	10 849
Obligations d'achat (contractuelles) <sup>1</sup>	397 598	349 388	4 514	4 427	39 269
Total des obligations contractuelles	5 147 024	519 348	308 552	540 600	3 778 524

1. Les obligations d'achat proviennent principalement de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction.

## Éventualités

L'acquisition de Cloudworks Energy Inc. réalisée en 2011 prévoit le paiement potentiel de sommes supplémentaires aux vendeurs sur une période qui commence à la date d'acquisition et se termine au quarantième anniversaire du début de l'exploitation commerciale du dernier projet en cours de développement (ou le 4 avril 2061 si cette date est antérieure). Les paiements reportés visent effectivement à assurer un partage potentiel de la valeur créée si les projets obtiennent un rendement supérieur aux attentes de la Société et qu'ils donnent lieu à une augmentation de la valeur pour la Société, déduction faite de ces paiements. Le montant total maximal de l'ensemble des paiements reportés dans le cadre de cette acquisition était limité à la valeur actualisée de 35,0 M\$ à la date d'acquisition. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé une radiation en lien avec ses Projets potentiels de C.-B. acquis en 2011. Parallèlement à la constatation de la radiation, la Société a comptabilisé un gain réalisé de 3,4 M\$ à la suite du renversement des contreparties conditionnelles liées aux montants payables sur le développement futur des Projets potentiels acquis de Cloudworks Energy Inc.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris l'obligation de payer une contrepartie conditionnelle à la Municipalité régionale de comté de Minganie jusqu'à ce que la débeture convertible émise par Société en commandite Magpie soit convertie. À la suite de la conversion, la Municipalité régionale de comté de Minganie aura droit à une participation de 30 % dans Société en commandite Magpie.

## Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2015, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 139,1 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 95,5 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.

## TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Au cours du premier trimestre de 2015, Harrison Hydro L.P. a remboursé un montant de 1,8 M\$ au titre des emprunts à terme ne portant pas intérêt que lui avaient consentis ses partenaires.

# RAPPORT DE GESTION

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

## FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

### Flux de trésorerie disponibles

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

Flux de trésorerie disponibles et calcul du Ratio de distribution	Périodes de 12 mois closes le 31 décembre		
	2015	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 557	87 578	122 286
<i>Ajouter (Déduire) les éléments suivants :</i>			
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(8 275)	13 218	(30 283)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(3 553)	(2 851)	(2 441)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(31 813)	(29 190)	(26 520)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>1</sup>	(2 550)	(4 865)	(5 453)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(7 125)	(7 125)	(7 391)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations <sup>2</sup>	3 327	2 092	4 916
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>			
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	261	521	609
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	119 557	8 366	3 259
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>74 386</b>	<b>67 744</b>	<b>58 982</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	63 646	59 549	54 967
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	86 %	88 %	93 %
Dividendes <sup>3</sup> déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces	57 613	49 358	36 982
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	77 %	73 %	63 %

1. La portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans l'année au cours de laquelle elles sont générées.

2. Ces montants ont été reçus par Harrison Hydro L.P. au titre des services de transmission devant être fournis aux centrales Big Silver, Tretheway Creek et Northwest Stave River, respectivement; une tranche de 49,99 % de ces montants a été prise en compte dans les Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle.

3. Représente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires en circulation qui n'étaient pas enregistrées en vertu du RRD au moment de la déclaration; les dividendes déclarés sur les actions ordinaires enregistrées en vertu du RRD ont été payés sous forme d'actions ordinaires.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 74,4 M\$, comparativement à 67,7 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation est attribuable principalement à l'accroissement du BAIIA ajusté qui a donné lieu à des flux de trésorerie plus élevés. Les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés n'ont pas été financées à partir de l'exploitation mais plutôt des financements pour les projets mis en place en 2015.

Pendant l'exercice, la Société a utilisé des Flux de trésorerie disponibles de 12,4 M\$ pour acheter en vue de leur annulation 1 190 173 actions ordinaires dans le cours normal de ses activités.

## Ratio de distribution

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 86 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 88 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation positive est principalement attribuable à l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles expliquée plus haut, qui a plus que contrebalancé l'augmentation des dividendes découlant du nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation en vertu du RRD, de l'émission de 4 027 051 actions ordinaires de la Société en juin 2014 aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et de l'émission de 3 653 422 actions ordinaires de la Société à la conversion, au gré des porteurs, des débetures convertibles portant intérêt à 5,75 %.

Le Ratio de distribution tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses Projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement interne potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 8,0 M\$, comparativement à 5,7 M\$ pour la période correspondante précédente. Cette augmentation de 41 % est surtout attribuable à l'appel d'offres en cours en Ontario, à la progression de plusieurs Projets potentiels et à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux. Sans tenir compte de ces charges discrétionnaires, le Ratio de distribution de la Société serait inférieur d'environ 8 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 et d'environ 7 % 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.

# RAPPORT DE GESTION

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

## PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE

En date du présent rapport de gestion, la Société compte 34 Installations en exploitation ayant une puissance installée nette de 708 MW (puissance installée brute de 1 216 MW) et une production moyenne à long terme consolidée annualisée de 3 130 GWh. La Société poursuit également le développement de quatre Projets en développement au moyen de contrats d'achat d'électricité.

### Perspectives pour 2016

	2016	2015	2014
Électricité produite (GWh)	approx. +6-8%	2 988 +1%	2 962 +24%
Produits	approx. +9-11%	246 869 +2%	241 834 +22%
BAlIA ajusté	approx. +7-9%	183 738 +2%	179 562 +21%
Nombre d'installations en exploitation	36	34	33
Puissance installée nette (MW)	823	708	687
PMLT consolidée, annualisée (GWh)	3 785	3 130	3 050

L'augmentation de la puissance installée et du nombre d'installations en exploitation en 2016 tient compte de la mise en service prévue de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek et du parc éolien Mesgi'g Ugu's'n avant la fin de l'année. Les hausses prévues de la production et des produits reflètent des niveaux de production en phase avec la moyenne à long terme. L'augmentation du BAlIA ajusté tient compte d'un accroissement important des charges liées aux Projets potentiels prévues du fait que la Société finance son expansion sur des marchés cibles à l'échelle internationale. En 2015, il était prévu que l'électricité produite et les produits augmentent de 3 à 5 %, mais l'augmentation s'est établie à 1 % et 2 % respectivement en raison de la production inférieure à la PMLT. Le BAlIA ajusté devait augmenter de 1 % mais, en dépit de la faible hausse de la production, il s'est accru de 2 % à la faveur de charges d'exploitation et de frais administratifs inférieurs aux prévisions.

### PERSPECTIVES POUR 2017

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

La Société prévoit qu'une fois les quatre Projets en développement actuels mis en service, sa PMLT consolidée annualisée augmentera pour passer de 3 130 GWh à la fin de 2015 à 4 211 GWh à compter de 2017, soit une hausse de 35 %.

# 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 actuels mis en service, sa puissance installée nette passera de 708 MW (puissance installée brute de 1 216 MW) en date du présent rapport de gestion à 895 MW (puissance installée brute de 1 513 MW) à la fin de 2017, soit une augmentation de 26 % (24 % 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)

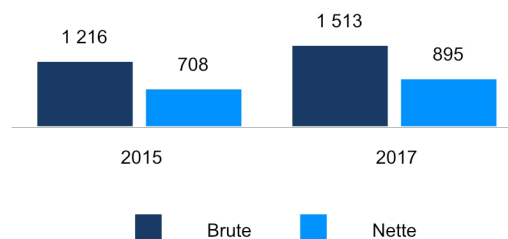
La comparaison de la production d'électricité réelle et de la PMLT prévue pour chaque installation représente un indicateur de rendement clé. La Société prévoit qu'une fois les quatre Projets en développement actuels mis en service, sa PMLT consolidée annualisée passera de 3 130 GWh en date du présent rapport de gestion à 4 211 GWh à compter de 2017, soit une augmentation de 35 %. 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 actuels mis en service, le BAIIA ajusté annualisé généré sera d'environ 295,0 M\$ à compter de 2017 (puis ajusté pour tenir compte d'une composante d'inflation par la suite), comparativement à 183,7 M\$ en 2015. Cette augmentation représente un taux de croissance annuel composé de l'ordre de 27 % 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.

### Puissance installée brute et nette (MW)

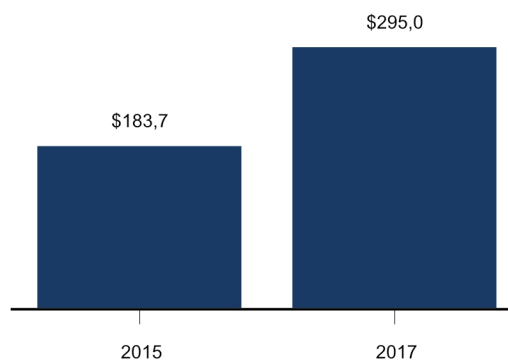


### PMLT consolidée annualisée

	En date du rapport de gestion	À compter de 2017
Hydro	2 415,9	2 982,2
Éolien	676,5	1 191,5
Solaire <sup>1</sup>	37,9	37,6
Total	3 130,3	4 211,3

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

### BAIIA ajusté (M\$)





# RAPPORT DE GESTION

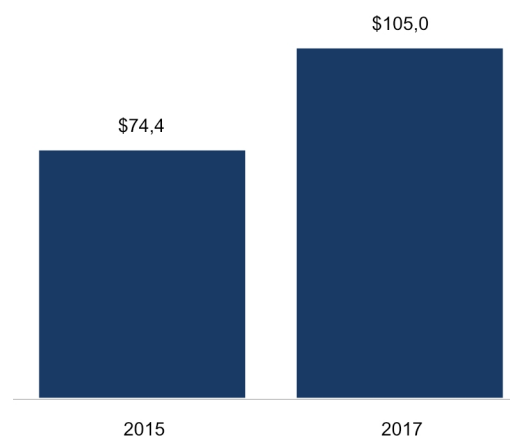
(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

## 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 actuels mis en service, elle générera des Flux de trésorerie disponibles de l'ordre de 105,0 M\$ en 2017, comparativement à 74,4 M\$ en 2015. Cette augmentation, qui représente un taux de croissance annuelle composé de 19 % pour la période 2015-2017, tiendra compte des flux de trésorerie générés par les 38 Installations en exploitation de la Société à ce moment, une fois pris en compte les dépenses en immobilisations pour l'entretien, les remboursements prévus de capital sur la dette, les dividendes sur actions privilégiées et la partie des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle. À compter de 2017, l'augmentation de 10,0 M\$ (105,0 M\$ par rapport à 95,0 M\$) des Flux de trésorerie disponibles, par rapport aux informations fournies au 31 décembre 2014, est attribuable principalement aux plans de remboursement plus favorables pour les dettes liées aux projets que la Société a obtenus au cours des derniers mois.

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 ».

Flux de trésorerie disponibles (M\$)



# RAPPORT DE GESTION

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

## INFORMATION SECTORIELLE

### Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2015, la Société avait des participations dans 26 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits de 3,8 M\$ (3,4 M\$ en 2014), ce qui représente un apport de 1,5 % (1,4 % en 2014) aux produits consolidés de la Société. La baisse de la production en 2015, comparativement à l'année précédente, a été contrebalancée par les prix de vente plus élevés en dollars canadiens.

### Secteurs opérationnels

Au 31 décembre 2015, la Société comptait quatre secteurs opérationnels : la production hydroélectrique, la production éolienne, la production solaire et l'aménagement des emplacements.

La Société, par l'entremise des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne et de la production solaire, vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques, éoliennes et solaires à des sociétés de services publics et à d'autres contreparties solvables. Par l'entremise du secteur de l'aménagement des emplacements, Innergex analyse les emplacements potentiels et aménage les installations hydroélectriques, éoliennes et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables » des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 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.

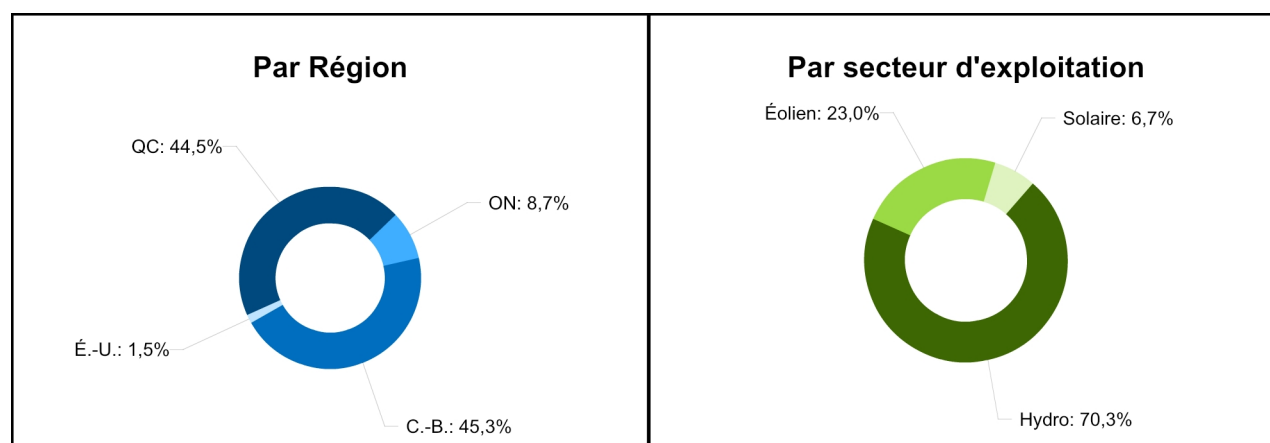
SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION Exercice clos le 31 décembre 2015	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	2 238 376	709 712	39 549	—	2 987 637
Produits	173 567	56 691	16 611	—	246 869
Charges :					
Charges d'exploitation	30 696	9 512	730	—	40 938
Frais généraux et administratifs	7 747	3 497	153	2 791	14 188
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	8 005	8 005
BAIIA ajusté	135 124	43 682	15 728	(10 796)	183 738
Exercice clos le 31 décembre 2014					
Production (MWh)	2 245 224	677 107	40 119	—	2 962 450
Produits	171 029	53 971	16 834	—	241 834
Charges :					
Charges d'exploitation	30 828	9 538	1 146	—	41 512
Frais généraux et administratifs	8 205	3 798	159	2 902	15 064
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	5 696	5 696
BAIIA ajusté	131 996	40 635	15 529	(8 598)	179 562

# RAPPORT DE GESTION

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

SOMMAIRE DES POSTES DE LA SITUATION FINANCIÈRE Au 31 décembre 2015	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
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 la période	4 051	871	81	299 549	304 552
<b>Au 31 décembre 2014</b>					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 752 495	352 723	120 957	489 840	2 716 015
Total du passif	1 241 530	238 450	111 814	561 996	2 153 790
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	123 185	549	161	223 405	347 300

## Répartition des produits en 2015



### Secteur de la production hydroélectrique

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, ce secteur a produit 96 % de la PMLT et a dégagé des produits de 173,6 M\$, comparativement à 100 % de la PMLT et à des produits de 171,0 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation des produits est principalement attribuable à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014 et à la mise en service de la centrale Tretheway Creek le 27 octobre 2015, partiellement contrebalancés par la diminution des débits d'eau en Colombie-Britannique.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2014, en raison principalement de l'ajout de la centrale Tretheway Creek, auparavant intégrée au secteur de l'aménagement d'emplacements, partiellement contrebalancé par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2014, en raison principalement du transfert du prêt pour la centrale Tretheway Creek à partir du secteur de l'aménagement d'emplacements, partiellement contrebalancé par le remboursement prévu de la dette à long terme.

### Secteur de la production éolienne

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le secteur de la production éolienne a produit 105 % de la PMLT et a dégagé des produits de 56,7 M\$, comparativement à 100 % de la PMLT et à des produits de 54,0 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de la production et la hausse correspondante des produits sont attribuables principalement aux régimes éoliens plus élevés.

# RAPPORT DE GESTION

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

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

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

## Secteur de la production solaire

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, ce secteur a produit 104 % de la PMLT et a dégagé des produits de 16,6 M\$, comparativement à 104 % de la PMLT et à des produits de 16,8 M\$ pour la même période l'an dernier. La production et les produits stables sont attribuables principalement au régime solaire semblable par rapport à la même période l'an dernier.

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

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

## Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 10,8 M\$, comparativement à 8,6 M\$ en 2014. L'augmentation est attribuable principalement aux charges liées aux Projets potentiels engagées aux fins de la progression de plusieurs Projets potentiels, à l'appel d'offres en cours en Ontario et à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux.

La hausse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2014 découle principalement des paiements engagés aux fins des coûts de construction des Projets en développement, ainsi que de l'augmentation des liquidités soumises à restrictions faisant suite à l'ajout d'une partie du financement reçu à partir des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n, partiellement contrebalancé par le transfert des frais de développement liés au projet Tretheway Creek au secteur de la production hydroélectrique.

La hausse du total du passif depuis le 31 décembre 2014 est attribuable principalement aux prélèvements sur le financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n, partiellement contrebalancés par le transfert du financement du projet Tretheway Creek au secteur de la production hydroélectrique.

## RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015
Production (MWh)	647 062	777 975	904 172	658 427
Produits	56,3	62,7	70,2	57,7
BAIIA ajusté	38,8	48,6	53,4	43,0
Profit net latent et réalisé (perte nette latente et réalisée) sur instruments financiers dérivés	2,0	(2,7)	18,6	(56,0)
Radiation de frais de développement liés aux projets	(51,7)	—	—	—
(Perte nette) bénéfice net	(34,4)	1,3	22,5	(37,8)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(30,6)	5,8	22,8	(29,1)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	(0,31)	(0,21)	(0,37)	(0,63)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	16,1	16,2	15,7	15,7
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,155	0,155	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			
	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014
Production (MWh)	819 903	826 617	898 722	417 209
Produits	68,2	66,4	69,6	37,6
BAIIA ajusté	48,7	51,7	53,8	25,3
(Perte nette latente et réalisée) profit net latent et réalisé sur instruments financiers dérivés	(49,6)	(15,3)	(29,1)	(36,0)
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	—	—	—
Perte nette	(27,6)	(4,5)	(14,2)	(38,1)
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(18,9)	(0,7)	(7,8)	(27,4)
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	(0,21)	(0,02)	(0,10)	(0,30)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	15,1	15,1	15,0	14,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,150	0,150	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 BAIIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 77 % de la PMLT consolidée annualisée de la Société, la saisonnalité s'explique par les débits d'eau qui sont habituellement à leur maximum lors du deuxième trimestre en raison de la période de fonte des neiges et à leur niveau le plus bas lors du premier trimestre en raison des températures froides qui limitent les précipitations sous forme de pluie. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. Les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre, tandis que l'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver.

Le lecteur s'attendrait à ce que le résultat net reflète cette saisonnalité propre aux installations hydroélectriques au fil de l'eau, aux parcs éoliens et aux parcs solaires. Toutefois, d'autres éléments influencent ces mesures, certains ayant un impact relativement stable d'un trimestre à un autre, d'autres étant plus variables. Pour la Société, les profits et pertes latents et réalisés sur 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. Toutefois, comme la Société a adopté la comptabilité de couverture pour le traitement des instruments financiers dérivés, le résultat net découlant des profits ou des pertes latents sur ces instruments financiers dérivés devrait refléter des fluctuations moindres au cours d'une période donnée. L'analyse historique du résultat net doit cependant continuer à 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 BAIIA ajusté, les charges financières, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution de la Société. En outre, la Société a comptabilisé un montant au titre de la radiation de frais liés au développement de projets qui a eu une incidence sur la perte nette enregistrée au quatrième trimestre de 2015.

# RAPPORT DE GESTION

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

## RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

### Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 31 décembre	2015				2014			
	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) <sup>2</sup>	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) <sup>2</sup>
<b>HYDRO</b>								
Québec	150 780	181 486	83%	83,66	184 296	181 486	102%	77,77
Ontario	20 912	21 212	99%	70,42	26 256	21 212	124%	70,28
Colombie-Britannique	276 543	269 952	102%	87,13	404 151	264 831	153%	83,86
États-Unis	2 301	5 223	44%	93,42	2 752	5 223	53%	78,64
Total partiel	450 536	477 873	94%	85,23	617 455	472 752	131%	81,44
<b>ÉOLIEN</b>								
Québec	190 198	207 276	92%	80,10	197 162	207 276	95%	79,75
<b>SOLAIRE</b>								
Ontario	6 328	5 783	109%	420,00	5 286	5 824	91%	420,00
Total	647 062	690 932	94%	86,99	819 903	685 852	120%	83,22

1. La centrale hydroélectrique Umbata Falls et le parc éolien Viger-Denonville sont traités comme des coentreprises et sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information au sujet des coentreprises de la Société.

2. Incluant tous les ajustements des paiements liés au mois, au jour et à l'heure de la livraison, les caractéristiques environnementales et le programme écoÉNERGIE, le cas échéant.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2015, les installations de la Société ont produit 647 GWh, soit 94 % par rapport à la PMLT de 691 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 94 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne au Québec, partiellement contrebalancés par des débits d'eau supérieurs à la moyenne en Colombie-Britannique. Les niveaux de production à la centrale aux États-Unis ont été affectés par des débits d'eau inférieurs à la moyenne. Dans l'ensemble, les parcs éoliens ont produit 92 % de leur PMLT, en raison des régimes de vent inférieurs à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit 109 % de sa PMLT, en raison surtout du régime solaire supérieur à la moyenne.



# RAPPORT DE GESTION

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

## Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes le 31 décembre			
	2015		2014	
Produits	56 291	100,0%	68 215	100,0%
Charges d'exploitation	11 185	19,9%	12 874	18,9%
Frais généraux et administratifs	3 297	5,9%	5 101	7,5%
Charges liées aux Projets potentiels	2 990	5,3%	1 492	2,2%
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>38 819</b>	<b>69,0%</b>	<b>48 748</b>	<b>71,5%</b>
Charges financières	20 097		20 723	
Autres produits, montant net	(2 916)		(66)	
Amortissements	19 106		17 662	
Radiation de frais liés au développement de projets	51 719		—	
Quote-part du bénéfice des coentreprises <sup>1</sup>	(858)		(481)	
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(1 962)		49 574	
(Économie) charge d'impôt	(11 976)		(11 096)	
<b>Perte nette</b>	<b>(34 391)</b>		<b>(27 568)</b>	
Perte nette attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(30 570)		(18 876)	
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 821)		(8 692)	
	<b>(34 391)</b>		<b>(27 568)</b>	
<b>Perte nette par action - de base (\$)</b>	<b>(0,31)</b>		<b>(0,21)</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 31 décembre 2015, la Société a enregistré des produits de 56,3 M\$, comparativement à 68,2 M\$ en 2014, en raison principalement des débits d'eau correspondant à la moyenne en Colombie-Britannique, en comparaison de débits d'eau supérieurs à la moyenne pour la même période l'an dernier, ainsi que de débits d'eau inférieurs à la moyenne au Québec, en comparaison de débits correspondant à la moyenne pour la même période l'an dernier.

### Charges

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2015, la Société a enregistré des charges d'exploitation de 11,2 M\$ (12,9 M\$ en 2014), des frais généraux et administratifs de 3,3 M\$ (5,1 M\$ en 2014) et des charges liées aux Projets potentiels de 3,0 M\$ (1,5 M\$ en 2014). La diminution des charges par rapport à la période correspondante l'an dernier est principalement attribuable aux variations des coûts associés aux niveaux de production. La diminution des frais généraux et administratifs est principalement attribuable à l'affectation de ressources supplémentaires aux charges liées aux Projets potentiels et à une diminution des frais administratifs. L'augmentation des charges liées aux Projets potentiels est en phase avec le plan de développement international stratégique de la Société.

### BAIIA ajusté

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2015, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 38,8 M\$, comparativement à 48,7 M\$ en 2014, en raison principalement des produits et des charges dont il a été question plus haut.

### Charges financières

Les charges financières se sont établies à 20,1 M\$ au quatrième trimestre (20,7 M\$ en 2014), en raison principalement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation négatifs sur les obligations à rendement réel, par opposition à des intérêts compensatoires positifs 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)

## Amortissements

La dotation aux amortissements a totalisé 19,1 M\$ au quatrième trimestre (17,7 M\$ en 2014), en raison principalement du plus grand nombre d'installations en exploitation et de l'amortissement d'une garantie prolongée de deux ans pour la phase II du parc éolien Gros-Morne.

## Radiation de frais liés au développement de projets

Le projet Site C de BC Hydro va de l'avant et les travaux de construction ont débuté à l'été 2015. De plus, en septembre 2015, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rejeté une requête visant l'annulation du certificat d'évaluation environnementale émis par le ministère de l'Environnement et le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles pour le projet. En novembre 2015, BC Hydro et le gouvernement de la Colombie-Britannique ont annoncé l'octroi d'un contrat de 1,5 G\$ pour la construction du projet Site C. Les possibilités de réussite des procédures entreprises contre le projet par les Premières Nations et par différents groupes environnementaux sont très faibles, les travaux de construction ayant débuté. BC Hydro a annoncé publiquement que, selon ses prévisions, elle n'aura vraisemblablement pas besoin d'un bloc important d'électricité des producteurs d'électricité indépendants avant le début des années 2030. Par conséquent, pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé une radiation de 51,7 M\$ (néant en 2014) et une économie d'impôt de 13,6 M\$ en lien avec ses Projets potentiels en Colombie-Britannique.

Par suite de la comptabilisation de la radiation, la Société a inscrit un profit réalisé sur contreparties conditionnelles de 3,4 M\$ en lien avec les montants à payer sur le développement futur des projets potentiels en Colombie-Britannique acquis de Cloudworks Energy Inc. en 2011.

## Perte nette

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2015, la Société a enregistré une perte nette de 34,4 M\$ (perte nette de base et diluée par action de 0,31 \$), comparativement à une perte nette de 27,6 M\$ en 2014 (perte nette de base et diluée par action de 0,21 \$). Cet écart est partiellement attribuable à la diminution du BAIIA ajusté, qui est expliquée ci-dessus. De plus, la Société a comptabilisé une radiation de 51,7 M\$ de frais de développement liés aux projets et un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 2,0 M\$, ce qui a donné lieu à un effet net de 49,7 M\$ sur la perte nette. Pour le quatrième trimestre clos le 31 décembre 2014, la Société a comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 49,6 M\$ en raison d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

## 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 31 décembre	2015				2014			
	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	27 549	33 037	83 %	84,79	51 638	33 037	156 %	84,48
Viger-Denonville	20 334	20 300	100 %	149,13	20 752	20 300	102 %	148,55

Exercices clos le 31 décembre	2015				2014			
	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	116 207	109 101	107 %	84,80	127 394	109 101	117 %	84,41
Viger-Denonville	80 319	72 400	111 %	149,13	74 595	72 400	103 %	148,55

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

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

# RAPPORT DE GESTION

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

## Umbata Falls, L.P.

### Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Umbata Falls, L.P.

	Exercices clos le 31 décembre	
	2015	2014
Produits	9 854	10 754
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	846	859
BAlIA ajusté	9 008	9 895
Charges financières	2 559	2 443
Autres produits, montant net	(32)	(38)
Amortissements	4 019	4 015
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	1 217	3 844
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	1 245	(369)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la production s'est établie à 107 % de la PMLT, en raison surtout des débits d'eau supérieurs à la moyenne. La diminution du BAlIA ajusté est surtout attribuable aux niveaux de production inférieurs par rapport à la même période l'an dernier. Le bénéfice net pour l'exercice par opposition à une perte nette pour l'exercice précédent reflète une perte nette latente moins élevée sur instruments financiers dérivés découlant d'une diminution moins importante des taux d'intérêt de référence par rapport à la même période l'an dernier.

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

	Au	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		2 223	4 229
Actifs non courants		68 467	72 116
		70 690	76 345
Passifs courants		3 062	46 824
Passifs non courants		48 852	5 749
Capitaux propres		18 776	23 772
		70 690	76 345

La réduction des capitaux propres au 31 décembre 2015 découle d'une distribution de 6,2 M\$, partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'un bénéfice net de 1,2 M\$ pour l'exercice. La diminution des passifs courants et l'augmentation correspondante des passifs non courants découlent du refinancement fructueux de la centrale le 30 mars 2015. Umbata Falls, L.P. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt de 44,3 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 8,1 M\$ au 31 décembre 2015 (valeur négative de 6,9 M\$ au 31 décembre 2014).

# RAPPORT DE GESTION

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

## Viger-Denonville, s.e.c.

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2015	2014
Produits	11 978	11 081
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 923	1 818
BAIIA ajusté	10 055	9 263
Charges financières	3 636	3 570
Autres produits, montant net	(45)	(69)
Amortissements	2 921	2 933
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	1 639	3 838
Bénéfice net (perte nette)	1 904	(1 009)
Autres éléments du résultat global	127	—
Total du résultat global	2 031	(1 009)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la production s'est établie à 111 % de la PMLT, en raison principalement des régimes de vent supérieurs à la moyenne. L'augmentation des produits et du BAIIA ajusté est principalement attribuable aux niveaux de production supérieurs par rapport à la même période l'an dernier.

Le 1<sup>er</sup> avril 2015, la Société a décidé de commencer 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.

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

	Au	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		2 426	5 960
Actifs non courants		59 518	62 452
		61 944	68 412
Passifs courants		4 500	4 002
Passifs non courants		57 191	58 588
Capitaux propres		253	5 822
		61 944	68 412

La réduction des capitaux propres au 31 décembre 2015 découle principalement d'une distribution de 7,6 M\$, partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'un résultat global positif pour l'exercice. 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 amortissable de 54,3 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville avait une valeur négative nette de 6,2 M\$ au 31 décembre 2015 (valeur négative de 4,7 M\$ au 31 décembre 2014).

# RAPPORT DE GESTION

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

## FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES

L'information financière relative à chacune des filiales de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle importantes est résumée ci-après, avant les éliminations intragroupe.

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

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

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2015	2014
Produits	42 452	49 671
BAIIA ajusté	33 123	37 929
Perte nette et résultat global	(9 428)	(9 544)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(5 287)	(5 367)
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 141)	(4 177)
	(9 428)	(9 544)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la perte nette moins élevée est attribuable principalement aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel inférieurs de 2,9 M\$ (6,7 M\$ en 2014), qui ont contrebalancé la diminution des produits.

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

	Au	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		16 930	31 079
Actifs non courants		631 521	646 421
		648 451	677 500
Passifs courants		15 653	19 582
Passifs non courants		461 810	462 609
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		105 593	118 325
Participations ne donnant pas le contrôle		65 395	76 984
		648 451	677 500

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

### Creek Power Inc. et ses filiales

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

# 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 - Creek Power Inc.

	Exercices clos le 31 décembre	
	2015	2014
Produits	3 135	3 053
BAlIA ajusté	1 198	1 217
Perte nette	(19 077)	(46 588)
Autres éléments du résultat global	147	—
<b>Total du résultat global</b>	<b>(18 930)</b>	<b>(46 588)</b>
Perte nette attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(12 708)	(31 034)
Participation ne donnant pas le contrôle	(6 369)	(15 554)
	<b>(19 077)</b>	<b>(46 588)</b>
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(12 610)	(31 034)
Participation ne donnant pas le contrôle	(6 320)	(15 554)
	<b>(18 930)</b>	<b>(46 588)</b>

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la perte nette tient compte d'une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 68,0 M\$ découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek et Upper Lillooet River à la clôture du financement de ces projets le 17 mars, partiellement contrebalancé par un profit latent de 48,8 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du renversement de pertes latentes comptabilisées au 31 décembre 2014 au règlement de ces contrats à terme sur obligations. Pour la même période l'an dernier, la perte nette était attribuable principalement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

Le 1<sup>er</sup> avril 2015, la Société a décidé de commencer à utiliser la comptabilité de couverture dans le traitement des instruments financiers dérivés existants utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée à ses projets, 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 Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

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

	Au	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		182 681	8 707
Actifs non courants		342 038	218 832
		<b>524 719</b>	<b>227 539</b>
Passifs courants		59 716	78 882
Passifs non courants		539 660	204 384
Déficit attribuable aux propriétaires		(53 541)	(40 931)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(21 116)	(14 796)
		<b>524 719</b>	<b>227 539</b>

L'augmentation des actifs courants s'explique principalement par l'accroissement des liquidités soumises à restrictions provenant du produit non utilisé du financement de projet. L'augmentation des actifs non courants est attribuable principalement aux dépenses de construction pour les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek. La diminution du passif courant est attribuable au règlement des contrats à terme sur obligations expliqué ci-après, partiellement contrebalancé par le reclassement du passif courant lié au prêt pour le projet Fitzsimmons Creek dont l'échéance est prévue en 2016. Fitzsimmons s'attend à refinancer ce prêt en 2016. Le 17 mars 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme, comprenant trois tranches et portant des taux d'intérêt de 4,22 % et 4,46 % (taux fixe moyen



# RAPPORT DE GESTION

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

pondéré de 4,36 %). Parallèlement à la conclusion du financement, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur la dette et ainsi protéger le rendement prévu des projets, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 68,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur les prêts est de 5,66 % environ, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique de ces projets. Au 31 décembre 2015, un produit de 445,7 M\$ sur le financement de projet de 491,6 M\$ avait été reçu. L'augmentation du déficit attribuable aux propriétaires et la valeur négative des participations ne donnant pas le contrôle sont attribuables principalement à la comptabilisation d'une perte nette et du résultat global pour l'exercice.

## Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

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

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2015	2014
Produits	18 553	17 969
BAIIA ajusté	14 091	14 271
Perte nette et résultat global	(4 333)	(1 266)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(1 947)	(414)
Participation ne donnant pas le contrôle	(2 386)	(852)
	(4 333)	(1 266)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, l'augmentation des produits est attribuable principalement aux niveaux de production supérieurs par rapport à la même période l'an dernier, tandis que la diminution du BAIIA ajusté découle principalement des charges d'exploitation plus élevées.

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

	Au	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		6 946	28 098
Actifs non courants		177 836	177 749
		184 782	205 847
Passifs courants		8 599	8 362
Passifs non courants		196 430	213 399
Déficit attribuable aux propriétaires		(9 875)	(7 928)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(10 372)	(7 986)
		184 782	205 847

Par suite de la conversion du prêt pour la construction en prêt à terme, les passifs non courants ont diminué de 16,9 M\$, soit le montant remboursé à la Société après la conversion. La hausse des déficits attribuables aux propriétaires et aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique par la comptabilisation d'une perte nette et du résultat global.

# RAPPORT DE GESTION

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

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

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

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

	Exercice clos le 31 décembre 2015	Période de 285 jours close le 31 décembre 2014
Produits	—	—
BAlIA ajusté	—	(6)
Perte nette	(9 992)	(17 064)
Autres éléments de résultat global	(1 639)	—
<b>Total du résultat global</b>	<b>(11 631)</b>	<b>(17 064)</b>
Perte nette attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(6 869)	(9 505)
Participation ne donnant pas le contrôle	(3 123)	(7 559)
	<b>(9 992)</b>	<b>(17 064)</b>
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(8 028)	(9 505)
Participation ne donnant pas le contrôle	(3 603)	(7 559)
	<b>(11 631)</b>	<b>(17 064)</b>

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la perte nette tient compte d'une perte réalisée de 27,0 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Mesgi'g Ugju's'n à la clôture du financement de ce projet le 28 septembre, partiellement contrebalancé par un profit latent de 16,8 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du renversement des pertes latentes comptabilisées à la suite du règlement de ces contrats à terme sur obligations. La perte nette pour l'exercice tient compte également d'une perte réalisée de 3,4 M\$ au règlement du contrat de change à terme pour Mesgi'g Ugju's'n utilisé pour fixer le taux de change sur les achats prévus d'équipement pour le projet. Parallèlement, le taux de change pour la composante en euros du contrat d'approvisionnement en turbines a été fixé, donnant lieu à un profit réalisé qui contrebalance la perte réalisée sur le contrat de change à terme, et qui élimine toute exposition à l'euro.

Pour la période correspondante de 2014, la comptabilisation d'une perte nette est attribuable principalement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le début de la période.

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

	Au 31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants	97 923	4 907
Actifs non courants	100 966	11 807
	<b>198 889</b>	<b>16 714</b>
Passifs courants	6 535	21 688
Passifs non courants	155 434	1 140
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	45 302	(855)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(8 382)	(5 259)
	<b>198 889</b>	<b>16 714</b>

# RAPPORT DE GESTION

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

L'augmentation des actifs courants est attribuable principalement à la hausse des liquidités soumises à restriction provenant du produit d'une partie du prêt reçu en 2015. L'augmentation des actifs non courants est principalement attribuable aux dépenses affectés à la construction du projet.

L'augmentation des passifs non courants s'explique par le fait que, le 28 septembre 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 311,7 M\$ en prêts à la construction et à terme, comprenant trois tranches et portant des taux d'intérêt de 2,41 % à 4,28 % (taux fixe moyen pondéré de 4,20 %). Parallèlement à la conclusion du financement, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur la dette et ainsi protéger le rendement prévu des projets, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 27,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur les prêts est de 4,97 % environ, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique de ce projet. Au 31 décembre 2015, un montant de 159,5 M\$ a été reçu au quatrième trimestre sur le financement de 311,7 M\$ pour ce projet.

L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par un investissement en capitaux propres de 54,7 M\$ fait par la Société pour financer les activités de construction du projet, partiellement contrebalancé par la comptabilisation d'une perte nette et du résultat global pour l'exercice, qui explique également l'augmentation du déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

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

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

	Exercice clos le 31 décembre 2015	Période de 195 jours close le 31 décembre 2014
Produits	10 562	4 821
BAIIA ajusté	8 168	3 473
Perte nette et résultat global	(4 086)	(2 763)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(2 044)	(1 382)
Participation ne donnant pas le contrôle	(2 042)	(1 381)
	(4 086)	(2 763)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les produits et le BAIIA ajusté tiennent compte de l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014. La comptabilisation d'une perte nette est surtout attribuable à la passation en charges des distributions sur les unités privilégiées détenues par la Société et à l'intérêt sur les débetures détenues par le partenaire de la Société.

# RAPPORT DE GESTION

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

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

Au	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actifs courants	1 476	2 286
Actifs non courants	134 873	138 217
	136 349	140 503
Passifs courants	6 148	6 283
Passifs non courants	120 552	120 485
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	13 067	15 111
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(3 418)	(1 376)
	136 349	140 503

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la diminution des actifs non courants est surtout attribuable à l'amortissement pour l'exercice. Au 31 décembre 2015, la baisse des capitaux propres attribuables aux propriétaires et l'augmentation du déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'expliquent par la comptabilisation d'une perte nette et du résultat global pour l'exercice.

## RISQUES ET INCERTITUDES

La Société est exposée à divers risques et incertitudes et elle a décrit ci-dessous ceux qu'elle considère comme importants. D'autres risques et incertitudes sont présentés à la rubrique « Facteurs de risque » de la *Notice annuelle* de la Société la plus récente accessible sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère comme peu importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société.

### Capacité de la Société de mettre en oeuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires

La stratégie de la Société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou développer des installations de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement ajusté aux risques, et de distribuer un dividende stable. Toutefois, rien ne garantit que la Société soit en mesure d'acquérir ou de développer des installations de production d'énergie de haute qualité à des prix attrayants pour soutenir sa croissance.

La mise en oeuvre de cette stratégie exige une appréciation commerciale prudente, doit être réalisée au moment opportun et requiert également les ressources nécessaires pour effectuer le développement d'installations de production d'énergie. La Société peut également sous-estimer les coûts liés au développement des installations de production d'énergie jusqu'à leur mise en service ou peut être incapable d'intégrer rapidement et efficacement les nouvelles acquisitions dans ses activités existantes.

### Capacité de mobiliser des capitaux supplémentaires et conditions du marché des capitaux

Le développement futur et la construction des Projets en développement et des Projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés au moyen des flux de trésorerie générés par les Installations en exploitation de la Société, d'emprunts ou d'émissions d'actions supplémentaires. Si les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres additionnels de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'effectuer les investissements nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes serait compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion. Un très grand nombre de projets d'énergie renouvelable seront réalisés au cours des prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la disponibilité des capitaux. De plus, le versement de dividendes pourrait nuire à la capacité de la Société de financer ses projets en cours et futurs.

En outre, les efforts de mobilisation de capitaux de la Société pourraient comprendre l'émission d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ils sont émis ou convertis, avoir un effet dilutif important pour les détenteurs des actions ordinaires de la Société et une incidence négative sur le cours des actions ordinaires de la Société.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Risques de liquidité liés aux instruments financiers dérivés**

Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt. La Société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de hausse des taux d'intérêt sur son financement par emprunt. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

## **Variabilité des régimes hydrologique, éolien et solaire**

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la Société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. Des événements ayant un impact sur les conditions hydrologiques pour les centrales hydroélectriques de la Société, par exemple des débits d'eau faibles et élevés dans les bassins versants où sont situées ces centrales, pourraient avoir une incidence considérable sur les produits de la Société. En outre, en cas d'inondations graves, les centrales hydroélectriques de la Société pourraient être endommagées. Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens de la Société est tributaire du vent, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du régime éolien à l'un ou l'autre des parcs éoliens de la Société pendant une période prolongée pourrait avoir pour effet de réduire ses produits et sa rentabilité. Finalement, la quantité d'énergie produite par les parcs solaires de la Société est tributaire de l'ensoleillement, qui varie naturellement. Une diminution du régime solaire à l'un ou l'autre des parcs solaires de la Société pendant une période prolongée pourrait avoir pour effet de réduire ses produits et sa rentabilité.

## **Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets**

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des Projets en développement, des Projets potentiels et des projets futurs que la Société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, la montée des prix dans le secteur de la construction, des modifications des exigences d'ingénierie et de conception, le rendement des entrepreneurs, des conflits de travail, des intempéries et la disponibilité du financement. Des dépassements de coûts peuvent survenir pendant l'exploitation d'une installation en raison de défauts de conception ou de fabrication, qui pourraient ne pas tous être couverts par une garantie. Un problème mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation. De plus, si les Projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ respectif, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

## **Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement**

La propriété, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'énergie de la Société comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, à des pénalités éventuelles pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et à une responsabilité civile éventuelle. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations demeure importante pour les activités de la Société. La Société a engagé et continuera d'engager d'importantes dépenses en immobilisations et des dépenses d'exploitation afin de se conformer aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement et d'obtenir des licences, des permis et d'autres autorisations, et de s'y conformer, et d'évaluer et de gérer son risque de responsabilité éventuelle. Néanmoins, il est possible que la Société devienne assujettie à des ordonnances gouvernementales, à des enquêtes, à des demandes de renseignements ou à d'autres instances (y compris des poursuites civiles) concernant des questions touchant la santé, la sécurité et l'environnement. Si l'un de ces événements survenait ou s'il y avait des modifications ou des ajouts aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations ou une application plus rigoureuse de ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, on ne peut garantir que d'autres questions concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas non plus des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour les activités et l'exploitation de la Société.

## **Incertitudes entourant le développement de nouvelles installations**

La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces projets présentent une plus grande incertitude quant à leur rentabilité future que les installations actuellement en exploitation dont le rendement a été prouvé. Dans certains cas, bon nombre de facteurs ayant un effet sur les coûts n'ont pas encore été établis, notamment les paiements de redevances sur les terrains, les redevances d'utilisation d'eau ou les taxes municipales. La Société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution dans le cours de

# RAPPORT DE GESTION

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

---

l'aménagement de ces projets. Si certains de ces projets ne sont pas réalisés ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

## **Obtention des permis**

À l'heure actuelle, la Société ne détient pas l'ensemble des approbations, des licences et des permis nécessaires à la construction et à l'exploitation des Projets en développement ou des Projets potentiels, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des Projets en développement ou des Projets potentiels. L'incapacité d'obtenir les licences, les approbations ou les permis nécessaires, y compris les renouvellements ou les modifications de ceux-ci ou tout retard dans l'obtention de ces licences, approbations ou permis nécessaires, y compris des renouvellements ou des modifications de ceux-ci, pourrait entraîner un retard dans la construction des Projets en développement ou des Projets potentiels ou faire en sorte que ceux-ci ne soient pas entrepris ou terminés. Rien ne garantit que l'un des Projets potentiels résultera en une installation en exploitation. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'énergie futurs.

De temps à autre, et de façon à obtenir de longs délais d'approvisionnement souvent associés à la commande de l'équipement, la Société peut commander de l'équipement et effectuer des dépôts sur celui-ci, ou faire avancer des projets avant d'avoir obtenu tous les permis et toutes les licences nécessaires. La Société n'entreprend de telles actions que lorsqu'elle croit raisonnablement que ces permis ou licences seront émis en temps utile, préalablement à l'obligation de déboursier le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la Société.

Les permis environnementaux devant être émis relativement à l'un des Projets en développement ou des Projets potentiels peuvent contenir des conditions qui doivent être remplies avant l'obtention d'un CAÉ et la construction, au cours de la construction, et pendant et après l'exploitation des Projets en développement. Il est impossible de prévoir les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces permis.

## **Variabilité du rendement des installations et pénalités s'y rattachant**

La capacité des installations de la Société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro et à l'OÉO ou à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant des produits de la Société. Si l'une des installations de la Société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée ou qu'elle est par ailleurs en défaut aux termes de son CAÉ respectif, la Société pourrait devoir payer une pénalité à l'acheteur visé. Le paiement de ces pénalités par la Société pourrait réduire ses produits et sa rentabilité.

## **Défaillance de l'équipement ou activité d'exploitation et d'entretien imprévue**

Les installations de la Société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison notamment de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'exploitant, entre autres choses. Si l'équipement d'une installation exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable.

## **Fluctuations des taux d'intérêt et risque de refinancement**

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. La Société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédit bancaire à taux variable utilisées pour les financements des travaux de construction et à long terme. La capacité de la Société de refinancer à des conditions favorables la dette dépend des conditions des marchés des capitaux d'emprunt, qui sont de nature variable et difficiles à prévoir.

## **Effet de levier financier et clauses restrictives régissant la dette actuelle et future**

Les activités de la Société et de ses filiales sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société et de ses filiales pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la Société et de ses filiales d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour le fonds de roulement, les dépenses en immobilisations, les acquisitions ou d'autres projets en développement pourrait être restreinte; ii) la Société et ses filiales pourraient devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elles tireront de leurs activités au paiement du capital et des intérêts sur leur dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour leurs activités futures; iii) certains des emprunts de la Société et de ses filiales pourraient être à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposerait au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la Société et ses filiales pourraient être plus vulnérables aux ralentissements de l'économie et limitées dans leur capacité à se mesurer à la concurrence.

La Société et ses filiales sont assujetties à des restrictions financières et d'exploitation en raison de clauses restrictives figurant dans certains contrats de sûreté et de prêt. Ces clauses restrictives imposent des restrictions ou limitent la capacité de la Société et de ses filiales, entre autres, à contracter des dettes supplémentaires, à fournir une garantie relative à la dette, à créer des charges, à aliéner des actifs, à effectuer des liquidations, dissolutions, fusions, regroupements ou à mettre en vigueur



# RAPPORT DE GESTION

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

---

toute restructuration générale ou du capital, à verser des distributions ou des dividendes, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la Société et de ses filiales à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la Société et de ses filiales et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la Société et ses filiales peuvent être tenues d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société et de ses filiales de faire croître leur entreprise, d'acquérir les actifs nécessaires ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la Société ou ses filiales.

## **Possibilité que la Société ne déclare pas ou ne verse pas de dividendes**

Les porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de série A et de série C n'ont pas le droit de recevoir de dividendes sur ces actions sauf si le conseil d'administration en déclare. La déclaration de dividendes est à la discrétion du conseil d'administration même si la Société dispose de suffisamment de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes.

La Société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si elle n'a pas de liquidités suffisantes aux fins de la distribution ou si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la Société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et de son capital déclaré en actions en circulation.

## **Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler des contrats existants**

L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la Société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. La Société s'attend à continuer de conclure des CAÉ relativement à la vente de son énergie, contrats qu'elle obtiendra principalement par l'intermédiaire de sa participation à des processus de demandes de propositions concurrentiels. Dans le cadre de ces processus, la Société doit se mesurer aux concurrents, en l'occurrence des services publics de grande envergure et de petits producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources, notamment financières, nettement supérieures à celles de la Société. Rien ne garantit que la Société sera choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'une demande de propositions en particulier ou que des CAÉ existants seront renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

## **Risques liés à la croissance et à l'expansion sur les marchés étrangers**

La Société peut, par suite de l'expansion de ses activités à l'échelle internationale, être exposée à des risques liés à i) sa capacité d'absorber efficacement les acquisitions futures, de créer de nouveaux partenariats et de concevoir, de construire et d'exploiter des projets dans un marché dont elle connaît peu la réglementation et les processus d'approvisionnement; ii) au fait de rivaliser avec des concurrents mieux établis et iii) aux fluctuations de change.

## **Cybersécurité**

La Société dépend de plusieurs technologies de l'information pour exécuter ses nombreuses activités commerciales. Une cyberintrusion, notamment, sans s'y limiter, un accès non autorisé, un logiciel malveillant ou d'autres violations du système qui contrôle la production et la transmission à l'un ou l'autre de nos bureaux ou installations, est susceptible de perturber gravement ou d'affecter de quelque manière que ce soit les activités commerciales ou de réduire les avantages concurrentiels. Ces attaques menées contre nos systèmes d'information, par le vol, l'altération ou la destruction, peuvent générer des dépenses imprévues, afin d'enquêter sur des infractions à la sécurité et des bris des systèmes et d'y remédier, entraîner des poursuites, des pénalités, d'autres mesures correctives, intensifier la surveillance réglementaire à notre endroit et nuire à notre réputation. Une violation des mesures de cybersécurité ou de sécurité des données peut avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La préparation d'états financiers conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses. Ces estimations et ces hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant notamment sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la perte de valeur d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets, l'impôt différé, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, l'efficacité des relations de couverture et le classement de l'entité structurée. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Les changements effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont décrits à la rubrique « Modifications de méthodes comptables ». D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

## MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

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

#### IAS 1, *Présentation des états financiers*

L'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir* (modifications d'IAS 1), qui porte sur des préoccupations formulées à l'égard de certaines exigences existantes en matière de présentation et d'informations à fournir figurant dans IAS 1 et qui fait en sorte que les entités puissent exercer une part de jugement au moment d'appliquer ces exigences. En outre, les modifications précisent les exigences relatives aux autres éléments du résultat global. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et l'application anticipée est permise. La Société a évalué cette norme et est parvenue à la conclusion que celle-ci n'aura pas d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

#### IFRS 11, *Partenariats*

IFRS 11 a été modifiée en mai 2014 afin d'ajouter de nouvelles indications sur la manière de comptabiliser l'acquisition d'une participation dans une entreprise commune qui constitue une entreprise. Ces modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, et l'adoption anticipée est permise. La Société a évalué cette norme et est parvenue à la conclusion que celle-ci n'aura pas d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

#### IFRS 15, *Produits tirés de contrats conclus avec des clients*

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, IFRIC 13, *Programmes de fidélisation de la clientèle*, IFRIC 15, *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 18, *Transferts d'actifs provenant de clients*, et SIC-31, *Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité*. IFRS 15 s'applique à tous les contrats conclus avec des clients, sauf ceux qui entrent dans le champ d'application d'autres IFRS. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, et l'adoption anticipée est permise. La Société évalue l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **IFRS 9, Instruments financiers (2014)**

En juillet 2014, l'IASB a émis la version intégrale d'IFRS 9 (2014), *Instruments financiers* (« IFRS 9 (2014) »). IFRS 9 (2014) diffère à certains égards d'IFRS 9 (2013) que la Société a adoptée de façon anticipée avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> octobre 2014. IFRS 9 (2014) comprend une mise à jour des lignes directrices sur le classement et l'évaluation des actifs financiers. La version définitive de la norme modifie également le modèle de dépréciation par l'ajout d'un nouveau modèle des pertes sur créances attendues pour calculer la perte de valeur. La date d'entrée en vigueur obligatoire d'IFRS 9 (2014) a été fixée aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. La norme doit être appliquée de façon rétrospective et certaines exemptions sont permises. L'adoption anticipée est également permise. La Société évalue actuellement l'incidence de l'application de cette norme sur ses états financiers consolidés.

## **IFRS 16, Contrats de location (« IFRS 16 »)**

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16 qui prévoit un modèle exhaustif pour l'identification de contrats de location et leur traitement dans les états financiers des bailleurs et des preneurs. Elle remplace IAS 17, *Contrats de location*, et ses directives interprétatives connexes. D'importants changements ont été apportés à la comptabilisation par le preneur, car la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement a été supprimée et la comptabilisation des actifs et des passifs vise tous les contrats de location (sous réserve de quelques exceptions limitées à l'égard de contrats de location à court terme et de contrats de location d'actifs de moindre valeur). En revanche, IFRS 16 ne comporte pas de modifications importantes aux exigences relatives aux bailleurs. IFRS 16 prend effet à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019, et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur ses états financiers consolidés.

## **ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS**

### **Refinancement de la dette à long terme de Stardale**

Le 22 février 2016, Stardale a renégocié sa dette à long terme afin d'augmenter son emprunt bancaire à 109,0 M\$ et de réduire son taux de marge applicable de 0,625 %.

### **Facilité à terme de crédit rotatif**

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.

# Responsabilité de l'information financière

Les états financiers consolidés d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») qui accompagnent ce rapport annuel et toute l'information que ce rapport contient au sujet de la Société sont la responsabilité de la direction.

Ces états financiers consolidés ont été préparés par la direction conformément aux **Normes internationales d'information financière (les « IFRS »)** au moyen des méthodes comptables détaillées présentées dans les notes annexes. La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été préparés sur la base de critères acceptables à l'aide d'estimations justifiables et raisonnables. L'information financière de la Société, présentée ailleurs dans ce rapport annuel, est conforme à celle fournie dans les états financiers consolidés.

La direction maintient des systèmes de contrôles internes efficaces et de qualité supérieure pour la comptabilité et la gestion tout en s'assurant que les coûts sont raisonnables. Ces systèmes lui donnent l'assurance que l'information financière est pertinente, précise et fiable et que les actifs de la Société sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Il incombe au conseil d'administration de la Société de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de la présentation de l'information financière. De plus, le conseil d'administration assume l'ultime responsabilité d'examiner et d'approuver les états financiers consolidés de la Société. Le conseil d'administration s'acquitte de cette responsabilité par l'intermédiaire de son comité d'audit.

Le comité d'audit est nommé par le conseil d'administration, et tous ses membres sont des administrateurs externes non reliés.

Le comité d'audit se réunit avec la direction, ainsi qu'avec l'auditeur indépendant, afin de discuter du contrôle interne à l'égard de l'information financière, de l'audit de l'information financière et d'autres sujets relatifs à l'information financière, ainsi que pour s'assurer que chaque partie s'acquitte convenablement de ses responsabilités. De plus, le comité d'audit examine le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport de l'auditeur indépendant. Le comité d'audit soumet ses constatations à l'examen du conseil d'administration aux fins de l'approbation des états financiers consolidés avant leur diffusion auprès des actionnaires. Le comité d'audit étudie également la question de retenir les services de l'auditeur indépendant, ou de reconduire son mandat, qui est soumise à l'examen du conseil d'administration et à l'approbation des actionnaires.

Ces états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration de la Société. Les états financiers consolidés de la Société ont été audités par Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., l'auditeur indépendant, conformément aux **normes d'audit généralement reconnues du Canada**, pour le compte des actionnaires. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a un accès complet et sans restriction au comité d'audit.

*[s] Michel Letellier*  
Michel Letellier, M.B.A.  
Président et chef de la direction

*[s] Jean Perron*  
Jean Perron, CPA, CA  
Chef de la direction financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 24 février 2016



## RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

À l'intention des actionnaires d'Innergex énergie renouvelable inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'Innergex énergie renouvelable inc., qui comprennent les états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014, et les comptes consolidés de résultat, les états consolidés du résultat global, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

### Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

### Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

### Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, conformément aux Normes internationales d'information financière.

*Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.*<sup>1</sup>

Montréal (Québec)

Le 24 février 2016

<sup>1</sup> CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique n° A109248

# COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

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

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2015	2014
<b>Produits</b>		246 869	241 834
<b>Charges</b>			
Charges d'exploitation	6	40 938	41 512
Frais généraux et administratifs		14 188	15 064
Charges liées aux projets potentiels		8 005	5 696
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, montant net des autres charges, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		183 738	179 562
Charges financières	7	83 130	86 537
Autres charges, montant net	8	116 764	7 797
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		(16 156)	85 228
Amortissement des immobilisations corporelles	6, 18	53 261	53 145
Amortissement des immobilisations incorporelles	6, 19	22 217	20 947
Perte de valeur des frais de développement de projets	20	51 719	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises	9	(1 562)	701
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés	10	(81 368)	121 685
Perte avant impôt sur le résultat		(60 423)	(111 250)
Économie d'impôt			
Exigible	11	3 122	3 014
Différée	11	(15 162)	(29 886)
		(12 040)	(26 872)
<b>Perte nette</b>		<b>(48 383)</b>	<b>(84 378)</b>
Perte nette attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(30 301)	(54 853)
Participations ne donnant pas le contrôle		(18 082)	(29 525)
		(48 383)	(84 378)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	12	102 304	98 341
Perte nette par action, de base (en \$)	12	(0,37)	(0,63)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	12	102 587	98 551
Perte nette par action, diluée (en \$)	12	(0,37)	(0,63)

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



# ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

		Exercices clos les 31 décembre	
		2015	2014
	Notes		
Perte nette		(48 383)	(84 378)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :	27		
Profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		1 689	642
Impôt différé connexe		(223)	(85)
(Perte) de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes		(1 610)	(648)
Impôt différé connexe		212	85
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		(2 267)	(343)
Impôt différé connexe		590	90
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture de la coentreprise		64	—
Impôt différé connexe		(16)	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture		(414)	—
Impôt différé connexe		(18)	—
<b>Autres éléments du résultat global</b>		<b>(1 993)</b>	<b>(259)</b>
<b>Total du résultat global</b>		<b>(50 376)</b>	<b>(84 637)</b>
Autres éléments du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(1 561)	(259)
Participations ne donnant pas le contrôle		(432)	—
		(1 993)	(259)
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		(31 862)	(55 112)
Participations ne donnant pas le contrôle		(18 514)	(29 525)
		(50 376)	(84 637)

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

		Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
	Notes		
<b>Actif</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		40 663	54 609
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	15	312 720	85 807
Débiteurs	16	37 073	35 271
Comptes de réserve	17	1 315	651
Actifs d'impôt exigible	11	4	93
Instruments financiers dérivés	10	1 209	2 948
Charges payées d'avance et autres		4 363	5 269
		397 347	184 648
<b>Actifs non courants</b>			
Comptes de réserve	17	41 521	40 684
Immobilisations corporelles	18	2 174 222	1 895 789
Immobilisations incorporelles	19	472 271	487 312
Frais de développement de projets	20	—	61 020
Participations dans des coentreprises	9	9 327	14 536
Instruments financiers dérivés	10	2 768	3 968
Actifs d'impôt différé	11	15 356	14 025
Goodwill	21	8 269	8 269
Autres actifs non courants		7 222	5 764
		3 128 303	2 716 015

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

		Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
	Notes		
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dividendes à verser aux actionnaires		17 892	16 882
Fournisseurs et autres créditeurs	22	95 466	45 607
Impôt à payer	11	1 234	1 408
Instruments financiers dérivés	10	15 337	104 095
Tranche à court terme de la dette à long terme	23	54 995	33 799
Tranche à court terme des autres passifs	24	246	244
		185 170	202 035
<b>Passifs non courants</b>			
Retenues de garantie au titre de la construction		—	10 818
Instruments financiers dérivés	10	56 348	48 669
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		—	25 339
Dette à long terme	23	2 160 438	1 610 800
Autres passifs	24	13 429	13 808
Composante passif des débentures convertibles	25	93 430	80 018
Passifs d'impôt différé	11	147 931	162 303
		2 656 746	2 153 790
<b>Capitaux propres</b>			
Capital attribuable aux actions ordinaires	26 a)	108 541	62 224
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	26 b)	775 413	784 482
Actions privilégiées	26 c)	131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions	26 d)	2 174	2 050
Composante capitaux propres des débentures convertibles	25	1 877	1 340
Déficit		(567 848)	(466 336)
Cumul des autres éléments du résultat global	27	(1 576)	(15)
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		449 650	514 814
Participations ne donnant pas le contrôle	29.2	21 907	47 411
Total des capitaux propres		471 557	562 225
		3 128 303	2 716 015

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

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

Exercice clos le 31 décembre 2015	Capitaux propres attribuables aux propriétaires							Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres	
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débiteures convertibles	Déficit				Cumul des autres éléments du résultat global
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							(30 301)		(30 301)	(18 082)	(48 383)
Autres éléments du résultat global								(1 561)	(1 561)	(432)	(1 993)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(30 301)	(1 561)	(31 862)	(18 514)	(50 376)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	758	8 172							8 172		8 172
Rachat d'actions ordinaires	(1 190)	(998)	(9 069)				(2 282)		(12 349)		(12 349)
Paiement fondé sur des actions					192				192		192
Exercice d'options sur actions	45	462			(68)				394		394
Conversion de débiteures convertibles en actions ordinaires	3 653	38 681				(648)	891		38 924		38 924
Rachat de débiteures convertibles						(692)	951		259		259
Composante capitaux propres des débiteures convertibles émises (déduction faite de l'impôt différé de 673 \$)						1 877			1 877		1 877
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle										(7 448)	(7 448)
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle										458	458
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(63 646)		(63 646)		(63 646)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(7 125)		(7 125)		(7 125)
Solde au 31 décembre 2015	103 938	108 541	775 413	131 069	2 174	1 877	(567 848)	(1 576)	449 650	21 907	471 557

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

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

Exercice clos le 31 décembre 2014	Capitaux propres attribuables aux propriétaires							Total des capitaux propres			
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débiteures convertibles	Déficit		Cumul des autres éléments du résultat global	Participations ne donnant pas le contrôle	
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	95 655	10 374	784 482	131 069	1 806	1 340	(344 809)	244	584 506	81 429	665 935
Perte nette							(54 853)	(259)	(54 853)	(29 525)	(84 378)
Autres éléments du résultat global							(54 853)	(259)	(54 853)	(29 525)	(259)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(54 853)	(259)	(54 853)	(29 525)	(84 637)
Actions ordinaires émises le 20 juin 2014 dans le cadre d'un placement privé (note 5)	4 027	41 720							41 720		41 720
Frais d'émission		(60)							(60)		(60)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	990	10 190							10 190		10 190
Paiement fondé sur des actions					244				244		244
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(6 798)	(6 798)
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	2 305	2 305
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(59 549)		(59 549)		(59 549)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(7 125)		(7 125)		(7 125)
Solde au 31 décembre 2014	100 672	62 224	784 482	131 069	2 050	1 340	(466 336)	(15)	514 814	47 411	562 225

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

# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

		Exercices clos les 31 décembre	
		2015	2014
	Notes		
<b>Activités d'exploitation</b>			
Perte nette		(48 383)	(84 378)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles	18	53 261	53 145
Amortissement des immobilisations incorporelles	19	22 217	20 947
Perte de valeur des frais de développement de projets	20	51 719	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises	9	(1 562)	701
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés	10	(81 368)	121 685
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	7	2 937	6 699
Amortissement des frais de financement	7	753	895
Accroissement de la dette à long terme et des débentures convertibles	7	1 184	1 016
Charges de désactualisation des autres passifs	7	609	621
Paie ment fondé sur des actions		192	244
Impôt différé		(15 162)	(29 886)
Incidence de la variation des taux de change		1 205	701
Autres		425	180
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	7	76 752	76 523
Intérêts versés		(71 742)	(74 474)
Profit réalisé sur les contreparties conditionnelles		(3 447)	—
Distributions reçues des coentreprises		6 859	7 136
Charge d'impôt exigible		3 122	3 014
Impôt sur le résultat payé, montant net		(3 289)	(3 886)
		(3 718)	100 883
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	28	8 275	(13 218)
		4 557	87 665
<b>Activités de financement</b>			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(54 464)	(48 127)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(7 125)	(7 125)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(7 448)	—
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	29.2	—	5
Augmentation de la dette à long terme		1 241 951	379 901
Remboursement de la dette à long terme		(665 085)	(120 590)
Paie ment des frais de financement différés		(13 842)	(2 580)
Paie ment d'autres passifs	24	(244)	(361)
Paie ment au titre du rachat de débentures convertibles	25	(41 591)	—
Produit net de l'émission de débentures convertibles	25	95 527	—
Paie ment au titre du rachat d'actions ordinaires	26	(12 349)	—
Paie ment des frais d'émission d'actions ordinaires et d'actions privilégiées		—	(82)
Produit de l'exercice d'options sur actions	26	394	—
		535 724	201 041

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



# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

		Exercices clos les 31 décembre	
		2015	2014
	Notes		
<b>Activités d'investissement</b>			
Acquisition d'entreprise	5	—	(38 368)
Augmentation des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		(226 913)	(36 062)
Fonds nets (investis dans les) prélevés des comptes de réserve	17	(1 336)	6 538
Ajouts aux immobilisations corporelles		(296 153)	(205 460)
Ajouts aux frais de développement de projets		(29 107)	(24 955)
Prélèvements des coentreprises		—	2 259
(Ajouts aux) réductions des autres actifs non courants		(1 324)	27 480
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		39	166
		(554 794)	(268 402)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		567	38
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(13 946)	20 342
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice		54 609	34 267
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>		<b>40 663</b>	<b>54 609</b>
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		22 898	32 920
Placements à court terme		17 765	21 689
		40 663	54 609

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 28.

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

# NOTES ANNEXES

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

---

## DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada). La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités principalement dans les secteurs de l'hydroélectricité, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire photovoltaïque. Le siège social de la Société est situé au 1111, rue Saint-Charles Ouest, tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) J4K 5G4, Canada.

Les présents états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 24 février 2016.

Les présents états financiers consolidés ont été préparés conformément aux méthodes comptables décrites à la note 3.

## 1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Ces états financiers consolidés ont été préparés au moyen des méthodes comptables conformes aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

Les états financiers consolidés 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. Le coût historique est généralement calculé en fonction de la juste valeur de la contrepartie donnée en échange des actifs.

## 2. APPLICATION DES NOUVELLES IFRS ET DES IFRS RÉVISÉES

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

#### IAS 1, *Présentation des états financiers*

L'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir* (modifications d'IAS 1), qui porte sur des préoccupations formulées à l'égard de certaines exigences existantes en matière de présentation et d'informations à fournir figurant dans IAS 1 et qui fait en sorte que les entités puissent exercer une part de jugement au moment d'appliquer ces exigences. En outre, les modifications précisent les exigences relatives aux autres éléments du résultat global. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, et l'application anticipée est permise. La Société a évalué cette norme et est parvenue à la conclusion que celle-ci n'aura pas d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

#### IFRS 11, *Partenariats*

IFRS 11 a été modifiée en mai 2014 afin d'ajouter de nouvelles indications sur la manière de comptabiliser l'acquisition d'une participation dans une entreprise commune qui constitue une entreprise. Ces modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, et l'adoption anticipée est permise. La Société a évalué cette norme et est parvenue à la conclusion que celle-ci n'aura pas d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

#### IFRS 15, *Produits tirés de contrats conclus avec des clients*

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, IFRIC 13, *Programmes de fidélisation de la clientèle*, IFRIC 15, *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 18, *Transferts d'actifs provenant de clients*, et SIC-31, *Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité*. IFRS 15 s'applique à tous les contrats conclus avec des clients, sauf ceux qui entrent dans le champ d'application d'autres IFRS. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, et l'adoption anticipée est permise. La Société évalue l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **IFRS 9, Instruments financiers (2014)**

En juillet 2014, l'IASB a émis la version intégrale d'IFRS 9 (2014), Instruments financiers (« IFRS 9 (2014) »). IFRS 9 (2014) diffère à certains égards d'IFRS 9 (2013) que la Société a adoptée de façon anticipée avec prise d'effet le 1er octobre 2014. IFRS 9 (2014) comprend une mise à jour des lignes directrices sur le classement et l'évaluation des actifs financiers. La version définitive de la norme modifie également le modèle de dépréciation par l'ajout d'un nouveau modèle des pertes sur créances attendues pour calculer la perte de valeur. La date d'entrée en vigueur obligatoire d'IFRS 9 (2014) a été fixée aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018. La norme doit être appliquée de façon rétrospective et certaines exemptions sont permises. L'adoption anticipée est également permise. La Société évalue actuellement l'incidence de l'application de cette norme sur ses états financiers consolidés.

## **IFRS 16, Contrats de location (« IFRS 16 »)**

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16 qui prévoit un modèle exhaustif pour l'identification de contrats de location et leur traitement dans les états financiers des bailleurs et des preneurs. Elle remplace IAS 17, *Contrats de location*, et ses directives interprétatives connexes. D'importants changements ont été apportés à la comptabilisation par le preneur, car la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement a été supprimée et la comptabilisation des actifs et des passifs vise tous les contrats de location (sous réserve de quelques exceptions limitées à l'égard de contrats de location à court terme et de contrats de location d'actifs de moindre valeur). En revanche, IFRS 16 ne comporte pas de modifications importantes aux exigences relatives aux bailleurs. IFRS 16 prend effet à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019, et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur ses états financiers consolidés.

## **3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES**

### ***Principes de consolidation***

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales qu'elle contrôle. La Société détient le contrôle lorsqu'elle détient le pouvoir sur la filiale, lorsqu'elle est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et lorsqu'elle a la capacité d'exercer son pouvoir pour influencer sur ses rendements. Les filiales sont consolidées à compter de la date d'entrée en vigueur de l'acquisition jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la cession ou de la perte de contrôle.

### ***Participations dans des coentreprises***

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Les résultats et les actifs et passifs des coentreprises sont comptabilisés dans les présents états financiers consolidés selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, une participation dans une coentreprise est initialement comptabilisée au coût dans l'état consolidé de la situation financière, puis est ajustée par la suite pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net et les autres éléments du résultat global de la coentreprise. Si la quote-part de la Société dans les pertes d'une coentreprise est supérieure à sa participation dans celle-ci (y compris toute participation à long terme qui, en substance, constitue une partie de l'investissement net de la Société dans la coentreprise), la Société cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir. Des pertes additionnelles ne sont comptabilisées que dans la mesure où la Société a contracté une obligation légale ou implicite ou a effectué des paiements au nom de la coentreprise.

Une participation est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence à partir de la date à laquelle l'entité émettrice devient une coentreprise. Lors de l'acquisition de la participation dans une coentreprise, tout excédent du coût de la participation par rapport à la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables de l'entité émettrice est comptabilisé à titre de goodwill, qui est inclus dans la valeur comptable de la participation. Tout excédent de la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables sur le coût de la participation, après réévaluation, est immédiatement comptabilisé en résultat net.

# NOTES ANNEXES

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

---

Les exigences d'IAS 39 sont appliquées pour déterminer s'il est nécessaire de comptabiliser toute perte de valeur liée à la participation de la Société dans une coentreprise. Lorsque cela est nécessaire, la totalité de la valeur comptable de la participation (y compris le goodwill) est soumise à un test de dépréciation conformément à IAS 36, Dépréciation d'actifs, comme un actif unique en comparant sa valeur recouvrable (montant le plus élevé entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable. Toute perte de valeur comptabilisée fait partie de la valeur comptable de la participation. Toute reprise de cette perte de valeur est comptabilisée selon IAS 36 dans la mesure où la valeur recouvrable de la participation augmente par la suite.

La Société cesse d'utiliser la méthode de la mise en équivalence à compter de la date à laquelle sa participation cesse d'être une participation dans une coentreprise. Si la Société conserve une participation dans l'ancienne coentreprise et que cette participation conservée est un actif financier, la Société évalue la participation conservée à la juste valeur à cette date, et la juste valeur est considérée comme sa juste valeur lors de la comptabilisation initiale selon IFRS 9. La différence entre la valeur comptable de la coentreprise à la date de cessation de l'application de la méthode de la mise en équivalence, et la juste valeur des intérêts conservés et tout produit de la sortie d'une partie de la participation dans la coentreprise est incluse dans la détermination du profit ou de la perte à la cession de la coentreprise. En outre, la Société comptabilise tous les montants comptabilisés antérieurement dans les autres éléments du résultat global au titre de cette coentreprise de la même manière que si cette coentreprise avait directement sorti les actifs ou les passifs correspondants. Ainsi, dans le cas où un profit ou une perte comptabilisé antérieurement dans les autres éléments du résultat global par cette coentreprise serait reclassé en résultat net lors de la sortie des actifs ou des passifs correspondants, la Société reclasse le profit ou la perte par virement hors des capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsqu'elle cesse d'appliquer la méthode de la mise en équivalence.

## **Participations dans des entreprises communes**

Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Lorsque la Société exerce ses activités aux termes d'entreprises communes, la Société, en tant que coparticipant, comptabilise les éléments suivants relativement à ses intérêts dans une entreprise commune :

- ses actifs, y compris sa quote-part des actifs détenus conjointement, le cas échéant;
- ses passifs, y compris sa quote-part des passifs assumés conjointement, le cas échéant;
- les produits qu'elle a tirés de la vente de sa quote-part de la production générée par l'entreprise commune;
- sa quote-part des produits tirés de la vente de la production générée par l'entreprise commune;
- les charges qu'elle a engagées, y compris sa quote-part des charges engagées conjointement, le cas échéant.

La Société comptabilise les actifs, les passifs, les produits et les charges relatifs à ses intérêts dans une entreprise commune en conformité avec les IFRS qui s'appliquent à ces actifs, passifs, produits et charges.

Lorsque la Société conclut une transaction (comme une vente ou un apport d'actifs) avec une entreprise commune dans laquelle une entité faisant partie du groupe est un coparticipant, il est considéré que c'est avec les autres parties à l'entreprise commune que la Société effectue la transaction. Par conséquent, la Société ne doit pas comptabiliser les gains et les pertes découlant d'une telle transaction dans ses états financiers consolidés qu'à hauteur des intérêts des autres parties dans l'entreprise commune.

Lorsque la Société conclut une transaction (comme un achat d'actifs) avec une entreprise commune dans laquelle une entité faisant partie du groupe est un coparticipant, la Société ne doit pas comptabiliser sa quote-part des gains et des pertes avant d'avoir revendu ces actifs à un tiers.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **Regroupements d'entreprises**

Les acquisitions de filiales et d'entreprises sont comptabilisées selon la méthode de l'acquisition. Le coût de chaque acquisition est évalué selon la somme des justes valeurs des actifs transférés et des passifs engagés ou repris, à la date d'acquisition, et des instruments de capitaux propres émis par la Société en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Les frais connexes à l'acquisition sont comptabilisés au compte consolidé de résultat à mesure qu'ils sont engagés. Le cas échéant, le coût de l'acquisition comprend tous les actifs ou passifs découlant d'une entente de contrepartie conditionnelle, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle sont portées en ajustement du coût de l'acquisition lorsqu'elles sont admissibles à titre d'ajustements de période d'évaluation. Toutes les autres modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés comme actifs ou passifs sont comptabilisées en vertu des IFRS pertinentes et reflétées dans le résultat net. Les variations de la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés dans les capitaux propres ne sont pas comptabilisées.

## **Trésorerie et équivalents de trésorerie**

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les fonds en caisse, les soldes bancaires et les placements à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois, déduction faite des découverts bancaires lorsque ceux-ci font partie intégrante de la gestion de la trésorerie de la Société.

## **Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions**

La Société détient des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions conformément à certains financements de ses projets.

Actuellement, les liquidités et les placements à court terme soumis à restrictions sont investis au comptant ou dans des placements à court terme d'une durée d'au plus trois mois.

La disponibilité des fonds dans les comptes de liquidités et de placements à court terme soumis à restrictions est limitée par les conventions de crédit.

## **Comptes de réserve**

La Société a deux types de comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité financière. Le premier est le compte de réserve pour ses activités hydrologiques ou éoliennes, qui est établi au début de l'exploitation commerciale d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques ou des régimes des vents, ou à d'autres événements imprévisibles. Il est prévu que les montants inscrits dans cette réserve varient d'un trimestre à l'autre selon la saisonnalité des flux de trésorerie. Le deuxième type de compte est le compte de réserve pour travaux d'entretien majeurs, constitué pour permettre le financement préalable des réparations majeures nécessaires pour préserver la capacité de production de la Société.

Les sommes des comptes de réserve sont actuellement investies dans la trésorerie ou dans des placements à court terme assortis d'échéances d'au plus trois mois et dans des titres garantis par des gouvernements.

La disponibilité des fonds dans les comptes de réserve peut être limitée par les conventions de crédit.

## **Immobilisations corporelles**

Les immobilisations corporelles comprennent principalement les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et une installation solaire qui sont en service ou en cours de construction. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur, le cas échéant.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur i) la durée d'utilité estimative des actifs ou ii) la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux périodes. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée d'utilité ou la capacité d'un actif sont incorporées dans le coût de l'actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir du moment où elles sont prêtes pour leur utilisation prévue.

# NOTES ANNEXES

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

Les durées d'utilité estimatives, les valeurs résiduelles et les modes d'amortissement sont examinées à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification d'estimation est comptabilisée de façon prospective.

Une immobilisation corporelle est décomptabilisée à sa cession ou lorsqu'il est prévu qu'aucun avantage économique futur ne sera tiré de l'utilisation continue de l'actif. Tout profit ou toute perte découlant de la cession ou de la mise hors service d'une immobilisation corporelle est déterminé comme l'écart entre le produit de la vente et la valeur comptable de l'actif et est comptabilisé en résultat.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'actifs qualifiés, soit des actifs exigeant une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés ou vendus comme prévu, sont ajoutés au coût de ces actifs jusqu'à ce que ces derniers soient pratiquement prêts pour leur utilisation ou leur vente prévue. Le total des coûts liés à ces actifs, y compris les coûts d'emprunt, ne doit pas excéder la valeur recouvrable des actifs.

Les revenus de placement, obtenus grâce au placement temporaire de certains emprunts jusqu'à ce que ces derniers soient utilisés pour engager des dépenses à l'égard d'actifs qualifiés, sont déduits du coût d'emprunt admissible à l'incorporation dans le coût d'un actif.

Tous les autres coûts d'emprunt sont comptabilisés en résultat dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

La durée d'utilité sur laquelle les immobilisations sont amorties est la suivante :

Type d'immobilisations corporelles	Années de fin de la période d'amortissement	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 2019 à 2090	De 8 à 75 ans
Parcs éoliens	De 2021 à 2037	De 14 à 25 ans
Installation solaire	De 2032 à 2037	De 20 à 25 ans
Autre matériel	De 2016 à 2024	De 3 à 10 ans

## **Contrats de location**

Les contrats de location pour lesquels le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et des avantages de propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location simple. Les paiements effectués aux termes de contrats de location simple (déduction faite de tout incitatif reçu du bailleur) sont imputés au résultat selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location.

## **Immobilisations incorporelles**

Les immobilisations incorporelles comprennent divers permis, licences et accords. Les immobilisations incorporelles sont amorties selon le mode linéaire sur une période se terminant à la date d'échéance des permis, des licences ou des accords relatifs à chaque installation. La durée d'utilité estimative tient compte des périodes respectives visées par les droits de renouvellement des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ »), car la Société a l'intention d'exercer l'option de renouvellement de ses CAÉ. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur. L'amortissement débute lorsque l'installation connexe est prête à être utilisée comme prévu.

Les immobilisations incorporelles liées aux installations en cours de construction ne sont amorties qu'à partir du moment où les installations connexes sont prêtes à être utilisées comme prévu. Les immobilisations incorporelles comprennent également des frais de garantie prolongée d'équipements éoliens; ces frais sont amortis sur la période de garantie.

La durée d'utilité estimative et le mode d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification d'estimation est comptabilisée de façon prospective.



# NOTES ANNEXES

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

La durée d'utilité sur laquelle les immobilisations sont amorties est la suivante :

Immobilisations incorporelles liées aux éléments suivants :	Années de fin de la période d'amortissement	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 2016 à 2081	De 4 à 75 ans
Parcs éoliens	De 2026 à 2028	De 19 à 20 ans
Installation solaire	2032	20 ans
Garanties prolongées des éoliennes	2016	De 2 à 3 ans

## **Frais de développement de projets**

Les frais de développement de projets représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et la mise en valeur d'emplacements pour des centrales hydroélectriques ainsi que des parcs éoliens et des installations solaires. Ils sont comptabilisés au coût moins le cumul des pertes de valeur. La phase de développement commence lorsqu'une annonce publique est faite par un service public à l'égard d'un projet potentiel ayant été choisi pour l'obtention d'un contrat d'achat d'électricité. Ces coûts sont transférés aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles lorsque débute la construction. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés, et les coûts liés à un projet en cours de développement sont radiés dans l'exercice si le projet est abandonné. Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition ou au développement sont incorporés aux frais de développement de projets.

## **Perte de valeur des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets autres que le goodwill**

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses immobilisations corporelles, de ses immobilisations incorporelles et de ses frais de développement de projets afin de déterminer s'il y a une indication que ces immobilisations se sont dépréciées. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif est estimée afin de déterminer l'importance de la perte de valeur (le cas échéant). Lorsqu'il est impossible d'estimer la valeur recouvrable d'un actif pris individuellement, la Société estime la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle l'actif appartient. Lorsqu'un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi, les actifs du siège social sont aussi attribués aux unités génératrices de trésorerie individuelles; autrement, ils sont attribués au plus petit groupe d'unités génératrices de trésorerie pour lequel un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi.

Les immobilisations incorporelles qui ne sont pas encore disponibles pour utilisation sont soumises à un test de dépréciation au moins une fois par année et chaque fois qu'il y a une indication que ces immobilisations pourraient s'être dépréciées.

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés au moyen d'un taux d'actualisation avant impôt qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques des actifs pour lesquels les flux de trésorerie futurs estimatifs n'ont pas été ajustés.

Si la valeur recouvrable estimative d'un actif (ou d'une unité génératrice de trésorerie) est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable de l'actif (ou de l'unité génératrice de trésorerie) est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat.

Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif (ou de l'unité génératrice de trésorerie) est augmentée à hauteur de l'estimation révisée de sa valeur recouvrable, dans la mesure où cette valeur comptable augmentée n'est pas supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée pour l'actif (ou l'unité génératrice de trésorerie) au cours d'exercices antérieurs. La reprise d'une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **Goodwill**

Le goodwill correspond à l'excédent de la somme de contrepartie transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise et de la juste valeur de la participation antérieurement détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise (le cas échéant) sur le montant net de la valeur des actifs acquis et des passifs repris identifiables à la date d'acquisition. Si, à la suite d'une réévaluation, le montant net de la valeur des actifs acquis et des passifs repris identifiables excède la somme de la contrepartie transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise et de la juste valeur de la participation antérieurement détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise (le cas échéant), l'excédent est immédiatement comptabilisé en résultat à titre de profit lié à une acquisition à des conditions avantageuses.

Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est réparti parmi chacune des unités génératrices de trésorerie de la Société (ou groupes d'unités génératrices de trésorerie) qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises.

Une unité génératrice de trésorerie à laquelle une partie du goodwill a été attribuée est soumise à un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il y a des indications que l'unité pourrait s'être dépréciée. Si la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie est inférieure à sa valeur comptable, la perte de valeur est d'abord portée en réduction du goodwill de l'unité. Toute perte de valeur du goodwill est comptabilisée en résultat. Une perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill ne peut pas faire l'objet d'une reprise au cours des périodes subséquentes.

## **Autres actifs non courants**

Les autres actifs à long terme comprennent des dépôts de garantie au titre de diverses ententes et des créances à long terme.

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

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements d'emprunts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en développement ou en construction de la Société.

## **Provisions et obligations liées à la mise hors service d'immobilisations**

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est comptabilisée lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'événements passés, qu'il est probable que la Société doive régler l'obligation, et qu'une estimation fiable du montant de l'obligation peut être réalisée. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, d'une loi ou d'une autre application de la loi. Une obligation implicite découle des gestes posés par la Société lorsque celle-ci indique, par ses pratiques passées, par ses politiques publiées ou par une déclaration suffisamment récente, qu'elle accepte certaines responsabilités et qu'en conséquence, elle crée une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé à titre de provision constitue la meilleure estimation, à chaque fin de période, des dépenses requises pour régler l'obligation actuelle, compte tenu des risques et des incertitudes inhérentes à l'obligation. Lorsqu'il est prévu que des dépenses seront engagées à l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actuelle selon un taux d'intérêt ajusté pour tenir compte du risque et des appréciations courantes du marché.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées à titre de passif lorsque ces obligations sont engagées et sont évaluées à la valeur actuelle, s'il est possible de faire une estimation raisonnable des coûts prévus pour régler le passif, actualisés au taux avant impôt en vigueur pour ce passif. Dans les exercices subséquents, le passif est ajusté pour tenir compte de changements découlant de l'écoulement du temps et de révisions apportées soit à la date, soit au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés. La désactualisation du passif à sa juste valeur en raison de l'écoulement du temps est imputée au résultat, tandis que les changements découlant des révisions apportées à la date, au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou d'une modification au taux d'actualisation sont comptabilisés à titre de composante de la valeur comptable de l'actif à long terme connexe. La valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est examinée chaque trimestre afin de refléter les estimations actuelles et les changements apportés au taux d'actualisation.

# NOTES ANNEXES

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

---

## ***Instruments financiers***

La Société comptabilise initialement les actifs financiers à la date de transaction où celle-ci devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument.

Les actifs financiers sont initialement évalués à la juste valeur. Si l'actif financier n'est pas par la suite comptabilisé à la juste valeur par le biais du résultat net, l'évaluation initiale comprend alors les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition ou au montage de l'actif. Au moment de la comptabilisation initiale, la Société classe ses actifs financiers selon qu'ils seront ultérieurement évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur en fonction de son modèle d'affaires en matière de gestion des actifs financiers et des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers.

### i) Actifs financiers évalués au coût amorti

Un actif financier est évalué au coût amorti, au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif et déduction faite de toute perte de valeur, si :

- La détention de l'actif s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin de percevoir les flux de trésorerie contractuels;
- Les conditions contractuelles de l'actif financier donnent lieu, à des dates spécifiées, à des flux de trésorerie qui correspondent uniquement à des remboursements de principal et/ou à des versements d'intérêts.

La Société comptabilise actuellement sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie, ses liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, ses débiteurs et ses comptes de réserve en tant qu'actifs évalués au coût amorti.

### ii) Actifs financiers évalués à la juste valeur

Ces actifs sont évalués à la juste valeur et les changements qu'ils subissent, y compris tout produit d'intérêts ou de dividende, sont comptabilisés en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans le résultat global.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant qu'actifs financiers évalués à la juste valeur.

La Société décomptabilise un actif financier lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie de l'actif arrivent à expiration ou lorsqu'elle transfère les droits de percevoir les flux de trésorerie contractuels de l'actif financier dans le cadre d'une transaction dans laquelle la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété de l'actif financier sont transférés.

Les passifs financiers sont classés dans les catégories suivantes :

### i) Passifs financiers évalués au coût amorti

Les passifs financiers non dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur, moins les coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. À la suite de la comptabilisation initiale, ces passifs sont évalués au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.

La Société classe actuellement ses dividendes à verser aux actionnaires et ses fournisseurs et autres créiteurs en tant que passifs, car ils sont évalués au coût amorti.

### ii) Passifs financiers évalués à la juste valeur

Les passifs financiers à la juste valeur sont initialement comptabilisés à la juste valeur et ils sont réévalués à chaque date de clôture, tout changement étant comptabilisé en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans le résultat global.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant que passif financier évalué à la juste valeur.

La Société décomptabilise un passif financier lorsque les obligations contractuelles qui y sont rattachées sont éteintes, annulées, ou qu'elles viennent à échéance.

Les actifs et les passifs financiers sont compensés et le montant net est présenté dans l'état consolidé de la situation financière uniquement lorsque la Société a le droit juridique de compenser les montants comptabilisés et qu'elle a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

# NOTES ANNEXES

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

---

Les instruments financiers sont classés dans l'un des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, comme suit :

- Niveau 1 Évaluation en fonction des prix cotés (non ajustés) sur des marchés actifs auxquels l'entité a accès à la date d'évaluation pour des actifs ou des passifs identiques;
- Niveau 2 Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif, autres que les prix cotés du niveau 1, qui sont observables directement (c'est-à-dire les prix) ou indirectement (c'est-à-dire dérivés à partir des prix);
- Niveau 3 Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif qui ne s'appuient pas sur des données de marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur. La Société comptabilise les transferts entre les niveaux de la hiérarchie de la juste valeur à la fin de la période de présentation de l'information financière durant laquelle le changement est survenu.

## **Dépréciation des actifs financiers**

La Société évalue à la fin de chaque période de l'information financière s'il existe une indication objective qu'un actif financier ou qu'un groupe d'actifs financiers est déprécié. Les indications de dépréciation peuvent inclure des indications que les débiteurs ou un groupe de débiteurs éprouvent d'importantes difficultés financières, le défaut de paiement des intérêts ou du capital, la probabilité d'une faillite ou de toute autre restructuration financière et lorsque d'autres données observables indiquent une diminution mesurable des flux de trésorerie futurs estimatifs, comme des variations au chapitre des arrérages ou des conditions économiques corrélées avec les défaillances. Les pertes de valeur sont comptabilisées dans les autres charges (produits), montant net, si nécessaire.

Si, au cours d'une période ultérieure, le montant de la perte de valeur diminue et que cette diminution peut être objectivement liée à un événement survenant après la comptabilisation de la dépréciation (comme une amélioration de la notation de crédit d'un débiteur), la reprise de la perte de valeur comptabilisée antérieurement est comptabilisée dans le compte consolidé de résultat.

## **Relations de couverture**

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2014, lors de la désignation initiale de nouveaux éléments de couverture, la Société constitue une documentation formelle de la relation entre les instruments de couverture et les éléments couverts, y compris les objectifs et la stratégie de gestion des risques à adopter pour l'opération de couverture, ainsi que les méthodes qui serviront à évaluer l'efficacité de la relation de couverture. La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Pour la couverture de flux de trésorerie d'une transaction prévue, cette dernière doit être hautement probable et doit comporter une exposition aux variations de flux de trésorerie qui pourraient, ultimement, affecter le résultat net présenté.

Les instruments dérivés sont comptabilisés initialement à la juste valeur et les coûts de transaction attribuables sont comptabilisés en résultat net à mesure qu'ils sont engagés. Après leur comptabilisation initiale, les instruments dérivés sont évalués à la juste valeur, et les changements connexes sont comptabilisés comme il est décrit ci-dessous.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **Couvertures de flux de trésorerie**

Lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme instrument de couverture pour couvrir la variabilité des flux de trésorerie imputable au risque particulier lié à un actif ou un passif comptabilisé ou à une transaction prévue hautement probable pouvant avoir une incidence sur le bénéfice net, la partie efficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global et présentée dans le cumul des autres éléments du résultat global en tant que capitaux propres. Le montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est transféré en résultat net au même poste que l'élément couvert dans le compte consolidé de résultat, au cours de la période où les flux de trésorerie couverts ont une incidence sur le bénéfice net. Toute partie inefficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée immédiatement en résultat net. Si l'instrument de couverture ne répond plus aux critères de comptabilité de couverture, qu'il arrive à échéance, qu'il est vendu, résilié ou exercé, la comptabilité de couverture cesse d'être appliquée de façon prospective. Le montant cumulatif du profit ou de la perte comptabilisé précédemment dans les autres éléments du résultat global demeure dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la transaction prévue influe sur le bénéfice net. Si la transaction prévue n'est plus susceptible de se produire, le solde du cumul des autres éléments du résultat global est immédiatement comptabilisé en résultat net.

## **Couvertures d'investissement net dans des établissements à l'étranger**

La Société applique la méthode de comptabilité de couverture aux écarts de change entre la monnaie fonctionnelle de l'établissement à l'étranger et celle de la Société (le dollar canadien).

Les écarts de change découlant de la conversion d'un passif financier désigné comme élément de couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global dans la mesure où l'élément de couverture est efficace, et sont présentés dans les capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat global. Toute tranche inefficace des variations des instruments de couverture est comptabilisée directement en résultat net. Lorsqu'il y a cession de la portion couverte d'un investissement net, le montant approprié du cumul des autres éléments du résultat global est reclassé dans le compte de résultat en tant que profit ou perte à la cession.

## **Dérivés incorporés**

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés sont comptabilisés en tant que dérivés séparés lorsqu'ils correspondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

## **Participations ne donnant pas le contrôle**

Les participations ne donnant pas le contrôle dans l'actif net des filiales consolidées sont présentées séparément des capitaux propres de la Société. Les participations des actionnaires ne détenant pas le contrôle peuvent initialement être évaluées à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle dans les montants comptabilisés des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. Le choix de la méthode d'évaluation doit être effectué pour chaque acquisition. Après l'acquisition, les participations ne donnant pas le contrôle sont composées du montant attribué à ces participations au moment de la comptabilisation initiale et de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation des capitaux propres depuis la date de l'acquisition.

## **Comptabilisation des produits**

Les produits sont comptabilisés selon la comptabilité d'engagement au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux CAÉ conclus auprès des services publics acquéreurs, ou au moment de la réception d'indemnités versées par des assureurs ou des fournisseurs pour pertes de revenus s'il est pratiquement certain que l'indemnité sera reçue.

## **Aide publique**

L'aide publique sous la forme de subventions ou de crédits d'impôt à l'investissement remboursable est comptabilisée dans les états financiers consolidés lorsqu'il y a une assurance raisonnable que la Société a respecté toutes les conditions inhérentes à l'obtention de cette aide.

# NOTES ANNEXES

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

---

La Société a droit à des subventions dans le cadre de l'initiative écoÉnergie. Les subventions sont de l'ordre de 1 ¢ par kilowattheure produit aux centrales hydroélectriques Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek, Douglas Creek, Fire Creek, Stokke Creek, Tipella Creek, Lamont Creek, Upper Stave River, Société en commandite Magpie et Umbata Falls et aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau au cours des dix premières années suivant la mise en service de chaque installation. En vertu des contrats d'achat d'électricité, la Société doit transférer à Hydro-Québec 75 % des subventions relatives aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau. Le montant brut des subventions obtenues dans le cadre de l'initiative écoÉnergie de 13 103 \$ (13 886 \$ en 2014) est inclus dans les produits, et le transfert à Hydro-Québec de 75 % de la subvention relative aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau est inclus dans les charges d'exploitation.

La Société engage des dépenses au titre du développement d'énergie renouvelable, qui donnent droit à des crédits d'impôt à l'investissement remboursables. Ces crédits d'impôt sont établis en fonction des montants que la direction prévoit recouvrer et ils peuvent faire l'objet d'une vérification par les autorités fiscales. Les crédits d'impôt à l'investissement concernant les dépenses au titre du développement d'énergie renouvelable sont comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs ou des charges auxquels ils se rapportent.

## ***Paiement fondé sur des actions***

La Société évalue les attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, et est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits relatifs aux options qui vont éventuellement devenir acquis. Les droits relatifs aux attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres qui deviennent acquis graduellement sont comptabilisés comme une attribution distincte et évalués à la juste valeur de façon séparée. La juste valeur des options est amortie en résultat sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions étant porté aux capitaux propres. Dans le cas des options frappées d'extinction avant l'acquisition des droits, les charges de rémunération qui avaient déjà été comptabilisées et le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres sont contrepassés. Lorsque les options sont exercées, le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital social.

## ***Conversion de devises***

La Société et ses filiales déterminent chacune leur monnaie fonctionnelle sur la base de la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. La monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar canadien. Les transactions libellées en une devise autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les écarts de change connexes sont inclus dans le résultat net de chaque entité pour la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les opérations à l'étranger de la Société sont converties dans la monnaie de présentation de la Société, soit le dollar canadien, à des fins d'inclusion dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en devises étrangères des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur à la date de transaction. L'écart de change connexe est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat lorsqu'une réduction de l'investissement net survient.

La Société désigne une portion de sa dette libellée en dollars américains comme couverture de son placement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. L'écart de change sur la portion de sa dette désignée comme couverture est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. L'écart lié à la tranche de la dette qui excède le placement dans les filiales étrangères est comptabilisé immédiatement en résultat. L'écart sur les instruments de couverture liés à la tranche efficace de la couverture accumulé dans la réserve au titre de l'écart de change est reclassé en résultat de la même façon que l'écart de change lié aux établissements à l'étranger. La Société prépare une documentation en bonne et due forme concernant cette couverture. La Société détermine à chacun des trimestres si la relation de couverture permet de compenser efficacement l'écart de change sur son placement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain.



# NOTES ANNEXES

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

---

## **Impôt sur le résultat**

L'impôt exigible et l'impôt différé sont comptabilisés en résultat, sauf dans la mesure où l'impôt est généré par un regroupement d'entreprises ou par des éléments comptabilisés en autres éléments du résultat global ou directement en capitaux propres.

L'impôt exigible correspond au montant prévu de l'impôt sur le bénéfice imposable ou la perte fiscale pour l'exercice, calculé selon les taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture et compte tenu de tout ajustement lié aux exercices précédents.

L'impôt différé est comptabilisé relativement aux différences temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs aux fins de la présentation de l'information financière et la valeur utilisée aux fins de l'impôt. L'impôt différé est calculé selon le taux d'impôt qui devrait être appliqué aux différences temporaires lorsqu'elles se résorberont, selon les lois adoptées ou quasi adoptées à la date de clôture.

En ce qui a trait aux filiales, l'impôt différé n'est pas comptabilisé pour les différences temporaires entre la valeur comptable des placements et leur valeur fiscale, à moins que ces différences ne doivent se résorber dans un avenir prévisible.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés dans la mesure où il est probable qu'il existera un bénéfice imposable auquel pourront être imputées les différences temporaires.

## **Bénéfice (perte) par action**

Le bénéfice (la perte) par action de base est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de l'exercice.

La Société utilise la méthode du rachat d'actions pour calculer le bénéfice (la perte) par action dilué. Le bénéfice (la perte) par action dilué est calculé de la même manière que le bénéfice (la perte) par action, sauf que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est majoré du nombre d'actions supplémentaires découlant de la conversion présumée des débetures convertibles et de l'exercice présumé des options sur actions, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en supposant que les débetures convertibles ont été converties et que les options sur actions en circulation ont été exercées, et que le produit de ces exercices a été utilisé pour acquérir des actions au cours du marché moyen de l'exercice.

## **4. JUGEMENTS COMPTABLES CRITIQUES ET SOURCES PRINCIPALES D'INCERTITUDE RELATIVE AUX ESTIMATIONS**

### **Principales estimations et hypothèses**

La préparation d'états financiers conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses. Ces estimations et ces hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant notamment sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la perte de valeur d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets, l'impôt différé, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, l'efficacité des relations de couverture et le classement de l'entité structurée. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

# NOTES ANNEXES

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

---

## Jugements et estimations critiques

### *Juste valeur des instruments financiers*

Certains instruments financiers, tels que les instruments financiers dérivés, sont comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière à la juste valeur, et les variations de celle-ci sont reflétées dans le résultat, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans le résultat global. La juste valeur de certains instruments financiers est estimée au moyen de techniques d'évaluation compte tenu de plusieurs hypothèses liées, notamment, aux taux d'intérêt, aux écarts de taux et aux risques.

### *Durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles*

Les immobilisations corporelles et incorporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles sur une base annuelle et ajuste l'amortissement de façon prospective, si nécessaire.

### *Perte de valeur du goodwill*

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la valeur recouvrable du goodwill au moyen des flux de trésorerie futurs actualisés ou d'autres méthodes d'évaluation. Ces estimations comprennent le taux de croissance présumé des flux de trésorerie futurs, le nombre d'années utilisé dans le modèle du calcul des flux de trésorerie et le taux d'actualisation.

### *Perte de valeur des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets*

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la juste valeur au moyen des flux de trésorerie futurs actualisés ou d'autres méthodes d'évaluation. Ces estimations comprennent le taux de croissance présumé des flux de trésorerie futurs, le nombre d'années utilisé dans le modèle du calcul des flux de trésorerie et le taux d'actualisation. La probabilité que l'élaboration de projets futurs soit possible est aussi évaluée en fonction de l'environnement commercial concurrentiel et de la volonté des autorités gouvernementales de fournir des sources additionnelles d'énergie.

### *Juste valeur des acquisitions d'entreprises*

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle attribue la juste valeur aux actifs acquis et aux passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques d'évaluation tenant compte de plusieurs hypothèses, liées notamment à la production, aux bénéfices, aux charges, aux taux d'intérêt et aux taux d'actualisation.

### *Entité structurée*

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et ses partenaires respectifs, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle Kwoiek Creek Resources L.P. et Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

### *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*

La Société effectue plusieurs estimations aux fins du calcul de la juste valeur du montant de l'obligation au moyen du taux d'actualisation. L'obligation est évaluée à sa valeur actuelle selon un taux d'intérêt ajusté pour tenir compte du risque et des appréciations courantes du marché.

### *Couverture*

La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

# NOTES ANNEXES

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

## Impôt sur le résultat

Le calcul de l'impôt sur le résultat nécessite de faire preuve de jugement pour interpréter les règles et règlements fiscaux. Les déclarations de revenus de la Société sont également assujetties à des audits dont l'issue peut modifier le montant des actifs et des passifs d'impôt exigible et différé. La Société estime avoir établi des montants suffisants pour ce qui est des questions fiscales en cours, en fonction de l'information actuellement disponible. La direction doit exercer son jugement pour établir les montants à comptabiliser au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. En particulier, il lui faut faire preuve de discernement pour évaluer à quel moment surviendra la résorption des différences temporaires auxquelles les taux d'imposition différés sont appliqués. De surcroît, le montant des actifs d'impôt différé, qui est limité au montant dont la réalisation est jugée probable, est estimé en tenant compte de l'échelonnement, des sources et du niveau du bénéfice imposable futur.

## 5. ACQUISITION D'ENTREPRISE

### Acquisition des actifs de Sainte-Marguerite-1

Le 20 juin 2014, la Société et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« Desjardins ») ont conclu l'acquisition de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Sainte-Marguerite-1 (« SM-1 »), située au Québec, au Canada. Le prix d'achat final de la centrale SM-1 s'est établi à 80 088 \$, en plus de la reprise d'une dette sans recours liée au projet de 37 455 \$ portant intérêt à un taux fixe effectif de 3,30 % et arrivant à échéance en 2025 (se reporter à la note 23).

Le prix d'achat final de 80 088 \$ a été réglé comme suit : une tranche de 38 368 \$ en espèces (y compris une retenue de 467 \$) et une tranche de 41 720 \$ par l'émission de parts privilégiées de Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« SM-1 S.E.C. »), que le vendeur a immédiatement transférées à la Société en échange de 4 027 051 actions ordinaires de la Société nouvellement émises à un prix de 10,36 \$ par action ordinaire. Ainsi, la Société détient maintenant les parts privilégiées de SM-1 S.E.C. qui portent un taux de distribution privilégié de 10,5 % jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2024 et de 11,3 % par la suite.

Le prix d'achat final a été calculé comme suit :

Trésorerie	38 368
Actions émises	41 720
Total du prix d'achat	80 088

La Société et Desjardins détiennent respectivement 50,01 % et 49,99 % des parts ordinaires de SM-1 S.E.C. Parallèlement à l'acquisition de la centrale SM-1, Desjardins a souscrit à une débenture émise par SM-1 S.E.C. pour un produit total de 40 901 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,0 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064.

À la suite de la conclusion de l'acquisition, le vendeur a utilisé une tranche du produit en espèces pour rembourser à la Société le dépôt de 25 000 \$ qu'il a reçu en juillet 2012, plus des produits d'intérêts courus s'élevant à 3 464 \$. Ce dépôt et ces intérêts courus étaient comptabilisés dans les autres actifs non courants avant le remboursement.

La totalité de l'énergie produite par cette centrale est vendue à Hydro-Québec aux termes de contrats d'achat d'électricité échéant en 2017 et en 2027, respectivement.

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 SM-1 a permis d'ajouter une puissance installée additionnelle d'environ 30,5 MW au portefeuille de centrales hydroélectriques en exploitation de la Société.

# NOTES ANNEXES

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

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

	Répartition initiale du prix d'achat	Ajustements subséquents	Répartition finale du prix d'achat
Compte de réserve	259	—	259
Immobilisations corporelles	115 470	(6 591)	108 879
Immobilisations incorporelles	18 807	6 591	25 398
Passifs courants	(506)	—	(506)
Dette à long terme	(37 455)	—	(37 455)
Passifs d'impôt différé	(16 487)	—	(16 487)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>80 088</b>	<b>—</b>	<b>80 088</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 8).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2014, les produits consolidés et la perte nette consolidée se seraient établis à 247 129 \$ et à 83 892 \$, respectivement, pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Les montants des produits et de la perte nette de SM-1 S.E.C. depuis le 20 juin 2014, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 4 821 \$ et à 2 763 \$, respectivement, pour la période de 195 jours close le 31 décembre 2014.

## 6. CHARGES D'EXPLOITATION

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Salaires	4 168	3 607
Assurances	2 601	2 400
Exploitation et entretien	18 054	18 210
Impôts fonciers et redevances	16 115	17 295
	<b>40 938</b>	<b>41 512</b>

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

## 7. CHARGES FINANCIÈRES

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	76 752	76 523
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	2 937	6 699
Amortissement des frais de financement	753	895
Accroissement de la dette à long terme et des débetures convertibles	1 184	1 016
Charges de désactualisation des autres passifs	609	621
Autres	895	783
	<b>83 130</b>	<b>86 537</b>

# NOTES ANNEXES

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

## 8. AUTRES CHARGES, MONTANT NET

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Coûts de transaction	261	521
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	119 557	8 366
Perte de change réalisée	1 403	589
Profit réalisé sur les contreparties conditionnelles (note 24 a)	(3 447)	—
Autres produits, montant net	(1 010)	(2 045)
Perte de valeur des prêts	—	366
	116 764	7 797

## 9. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

### 9.1 Informations détaillées sur les coentreprises significatives

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des coentreprises significatives de la Société à la fin des périodes de présentation de l'information financière :

Nom de la coentreprise	Activité principale	Province de constitution et province où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2015	31 décembre 2014
Umbata Falls, L.P.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville, s.e.c.	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %

Dans les présents états financiers consolidés, les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers de la coentreprise qui ont été préparés selon les IFRS.

#### Umbata Falls, L.P.

#### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Produits	9 854	10 754
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	846	859
	9 008	9 895
Charges financières	2 559	2 443
Autres produits, montant net	(32)	(38)
Amortissements	4 019	4 015
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	1 217	3 844
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	1 245	(369)

# NOTES ANNEXES

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

## Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie	831	2 350
Autres actifs courants	1 392	1 879
Actifs courants	2 223	4 229
Actifs non courants	68 467	72 116
	70 690	76 345
Fournisseurs et autres créditeurs	134	217
Autres passifs courants	2 928	46 607
Passifs courants	3 062	46 824
Passifs non courants	48 852	5 749
Capitaux propres des partenaires	18 776	23 772
	70 690	76 345

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés :

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
Actif net de la coentreprise	18 776	23 772
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	49 %	49 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	9 200	11 648

## Dette d'Umbata Falls, L.P.

Le 30 mars 2015, la dette à long terme a été refinancée. L'emprunt, qui consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, a été prolongé jusqu'en mars 2020. L'emprunt sera amorti sur une période restante de 18,5 ans, à compter d'avril 2015. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un taux global de 5,48 %. Les remboursements trimestriels seront augmentés au moyen d'un nivelage de flux de trésorerie calculé comme suit : le pourcentage de la production réelle excédentaire par rapport à la production prévue multiplié par les flux de trésorerie trimestriels excédentaires.

Le prêteur a également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un capital ne pouvant dépasser 500 \$. Au 31 décembre 2015, un montant de 470 \$ a été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par la totalité des actifs d'Umbata Falls, L.P., d'une valeur comptable de 70 690 \$.

Umbata Falls, L.P. détient un swap de taux d'intérêt amortissable de 44 303 \$ au 31 décembre 2015 (45 521 \$ en 2014), qui viendra à échéance en 2034 et qui porte intérêt à un taux de 3,98 %.



# NOTES ANNEXES

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

## Viger-Denonville, s.e.c.

### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Produits	11 978	11 081
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 923	1 818
	10 055	9 263
Charges financières	3 636	3 570
Autres produits, montant net	(45)	(69)
Amortissements	2 921	2 933
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	1 639	3 838
Bénéfice net (perte nette)	1 904	(1 009)
Autres éléments du résultat global	127	—
Total du résultat global	2 031	(1 009)

### Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 460	4 996
Autres actifs courants	966	964
Actifs courants	2 426	5 960
Actifs non courants	59 518	62 452
	61 944	68 412
Fournisseurs et autres créditeurs	572	520
Autres passifs courants	3 928	3 482
Passifs courants	4 500	4 002
Passifs non courants	57 191	58 588
Capitaux propres des partenaires	253	5 822
	61 944	68 412

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés :

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
Actif net de la coentreprise	253	5 822
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	50 %	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	127	2 911

### Dette de Viger-Denonville, s.e.c.

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18 ans, amorti sur une période de 18 ans commençant en juin 2014. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux variable équivalant au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un taux global de 6,00 %. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2 557 \$ pour 2016. Les prêteurs ont également accepté de consentir une lettre de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 984 \$. Au 31 décembre 2015, un montant de 984 \$ a été utilisé pour fournir une lettre de crédit. Ces emprunts sont garantis par la totalité des actifs de Viger-Denonville, s.e.c., d'une valeur comptable de 61 944 \$.

# NOTES ANNEXES

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

Viger-Denonville, s.e.c. détient un swap de taux d'intérêt amortissable de 54 285 \$ au 31 décembre 2015 (56 686 \$ en 2014), qui viendra à échéance en 2031 et qui porte intérêt à un taux de 3,40 %.

## 9.2 Engagements des coentreprises

Au 31 décembre 2015, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements liés à Umbata Falls, L.P. et à Viger-Denonville, s.e.c. sont les suivants :

Années	Production hydroélectrique	Production éolienne	Total
2016	1 930	1 225	3 155
2017	1 930	1 309	3 239
2018	1 942	1 396	3 338
2019	1 940	1 420	3 360
2020	1 949	1 530	3 479
Par la suite	25 143	22 813	47 956
Total	34 834	29 693	64 527

### Umbata Falls, L.P.

La société en commandite sera dissoute en 2034, soit 25 ans après le début de son exploitation. Au moment de la dissolution de la société en commandite, les biens et les actifs de celle-ci seront transférés à l'autre commanditaire, sans contrepartie.

### Viger-Denonville, s.e.c.

Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. a conclu des contrats de redevances et d'autres engagements liés à des montants à mettre de côté pour le démantèlement des composantes des parcs éoliens, ainsi que des engagements envers certaines municipalités environnantes, envers des propriétaires de terrains et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

## 10. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La Société détient des swaps de taux d'intérêt et des contrats à terme sur obligation (« instruments de couverture du taux d'intérêt ») qui lui permettent de couvrir son exposition aux taux d'intérêt variables payables sur la tranche de sa dette à long terme. Les contreparties aux contrats sont d'importantes institutions financières, et la Société ne prévoit pas de défaut de règlement de leur part. L'effet estimé d'une hausse de la courbe des taux de swap de 0,1 % serait de faire diminuer de 3 956 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers. Inversement, une baisse de la courbe des taux de swap de 0,1 % ferait augmenter de 3 994 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers.

La Société comptabilise les instruments financiers dérivés incorporés séparément des contrats hôtes :

- Le dérivé incorporé indexé sur l'inflation se rapporte à des clauses d'inflation minimale de 3 % des prix de vente incorporées à certains CAÉ avec Hydro-Québec. La Société ne prévoit aucun défaut de remboursement de la part de la contrepartie. La juste valeur de ces instruments financiers est évaluée selon les estimations des produits en fonction des moyennes à long terme de la production prévue de chacune des centrales. Elle varie en fonction de l'écart entre le taux d'inflation minimal de 3 % et le taux d'inflation à long terme, estimé à 2 % au 31 décembre 2015, pour la durée restante de ces contrats, actualisé à un taux de 2,15 %. L'effet estimé d'une hausse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % serait de faire diminuer la juste valeur de ces instruments financiers de 393 \$. Une baisse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % ferait augmenter la juste valeur de ces instruments financiers de 391 \$.
- Le dérivé incorporé en devises ajuste le prix de l'achat de matériel en fonction des variations des taux de change de l'euro par rapport au dollar canadien. Le prix de l'achat de matériel change selon la variation du taux de change. Ce dérivé incorporé dispose d'une couverture économique avec un contrat de change à terme dont la valeur nominale est la même. Les profits ou les pertes sur le dérivé incorporé découlant d'une variation du taux de change de l'euro par rapport au dollar canadien sont contrebalancés par les profits ou les pertes liés au contrat de change à terme.

Le classement de tous les actifs et passifs financiers selon la hiérarchie des justes valeurs est demeuré inchangé en 2015.

# NOTES ANNEXES

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

Actifs (passifs) financiers	Dérivé incorporé en devises (niveau 3)	Contrat de change à terme (niveau 2)	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	1 542	(1 228)	(151 535)	5 373	(145 848)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	2 427	(2 018)	(37 202)	(1 396)	(38 189)
Règlements	(3 422)	3 246	119 733	—	119 557
Comptabilisé dans le compte de résultat	(995)	1 228	82 531	(1 396)	81 368
Comptabilisé dans les frais de développement de projets	(547)	—	—	—	(547)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	—	—	(2 681)	—	(2 681)
Au 31 décembre 2015	—	—	(71 685)	3 977	(67 708)

Actifs (passifs) financiers	Dérivé incorporé en devises (niveau 3)	Contrat de change à terme (niveau 2)	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	—	—	(31 015)	6 648	(24 367)
Dérivé incorporé au titre d'un contrat d'achat de matériel	547	—	—	—	547
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	995	(1 228)	(128 543)	(1 275)	(130 051)
Règlements	—	—	8 366	—	8 366
Comptabilisé dans le compte de résultat	995	(1 228)	(120 177)	(1 275)	(121 685)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	—	—	(343)	—	(343)
Au 31 décembre 2014	1 542	(1 228)	(151 535)	5 373	(145 848)

Présentés dans les états financiers consolidés :

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
Actifs courants – instruments financiers dérivés	1 209	2 948
Actifs non courants – instruments financiers dérivés	2 768	3 968
Passifs courants – instruments financiers dérivés	(15 337)	(104 095)
Passifs non courants – instruments financiers dérivés	(56 348)	(48 669)
	(67 708)	(145 848)

# NOTES ANNEXES

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

## Risque de taux d'intérêt

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

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture est appliquée depuis les :</b>				
<b>16 octobre 2014</b>				
Swaps de taux d'intérêt au taux de 2,33 %	2024	2019	20 000	20 000
<b>15 décembre 2014</b>				
Swaps de taux d'intérêt au taux de 2,30 %	2024	2019	20 000	20 000
<b>1<sup>er</sup> avril 2015</b>				
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 4,27 % à 4,41 %	2018	Aucune	82 600	82 600
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 2,94 % à 4,83 %, amortissables	2026	Aucune	46 342	49 718
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,35 % à 3,50 %, amortissables	2027	Aucune	35 080	37 506
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amortissable	2030	Aucune	89 113	93 511
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amortissable	2030	2016	26 063	27 485
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amortissable	2031	2016	41 146	43 360
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amortissable	2035	2025	97 957	100 463
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amortissable	2041	2016	19 018	19 313
<b>28 septembre 2015</b>				
Swap de taux d'intérêt au taux de 0,96 %, amortissable	2017	Aucune	49 250	—
Swap de taux d'intérêt au taux de 1,91 %, amortissable	2026	Aucune	103 000	—
<b>Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture n'est pas utilisée :</b>				
Contrats à terme sur obligations à des taux variant de 2,74 % à 3,32 %	2015	Aucune	—	535 000
Swap de taux d'intérêt à des taux variant de 3,96 % à 4,09 %	2015	Aucune	—	15 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2016	Aucune	3 000	3 000
			<b>632 569</b>	<b>1 046 956</b>

La Société a conclu des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. Les taux sur ces ententes représentent le taux d'intérêt, excluant la marge applicable sur la dette.

# NOTES ANNEXES

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

Au cours de l'exercice 2015, la Société a mis fin à :

- Des contrats à terme sur obligations de 170 000 \$ liés au projet Upper Lillooet et des contrats à terme sur obligations de 65 000 \$ liés au projet Boulder Creek pour une contrepartie totale en espèces de 68 047 \$. Cette perte de 68 047 \$ découle d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (entre septembre et décembre 2013) et la date de règlement (17 mars 2015). Cette perte sera compensée par un faible taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,36 % sur les emprunts à terme d'une durée de 25 à 40 ans.
- Des contrats à terme sur obligations de 110 000 \$ liés au projet Big Silver pour une contrepartie totale en espèces de 24 702 \$. Cette perte de 24 702 \$ découle d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (entre décembre 2013 et janvier 2014) et la date de règlement (22 juin 2015). Cette perte sera compensée par un faible taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,71 % sur les emprunts à terme d'une durée de 25 à 40 ans.
- Des contrats à terme sur obligations de 190 000 \$ liés au projet éolien Mesgi'g Uguju's'n pour une contrepartie totale en espèces de 26 984 \$. Cette perte de 26 984 \$ découle d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (entre mars et avril 2014) et la date de règlement (28 septembre 2015). Cette perte sera compensée par un faible taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,28 % sur les emprunts à terme d'une durée de 9,5 à 19,5 ans.

## Risque de change

Les modalités du contrat réduisant le risque de change de la Société sont les suivantes :

Contrat	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Contrat dans le cadre duquel la comptabilité de couverture n'est pas utilisée</b>				
Contrats de change à terme (1,43 \$ CA pour 1 €)	2015	Aucune	—	78 400

Au cours de l'exercice 2015, la Société a mis fin à son contrat de change à terme de 78 400 \$ lié au projet Mesgi'g Uguju's'n pour une contrepartie totale en espèces de 3 246 \$. Simultanément, la Société a fixé le taux de la tranche libellée en euros de son entente d'approvisionnement liée aux turbines, lui faisant ainsi réaliser un profit de 3 422 \$.

Au 31 décembre 2015, les éléments suivants ont été désignés en tant qu'instruments de couverture des flux de trésorerie afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

	Valeur nominale de l'instrument de couverture	Valeur comptable de l'instrument de couverture		Variations cumulatives de la juste valeur utilisée pour calculer l'efficacité de la couverture
		Actifs	Passifs	
<b>Couvertures de flux de trésorerie :</b>				
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt	629 569	—	(71 592)	(2 307)

Tous les instruments de couverture sont comptabilisés dans la tranche à court terme ou dans la tranche à long terme des instruments financiers dérivés dans l'état de la situation financière.

# NOTES ANNEXES

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

Le tableau suivant présente un sommaire des éléments couverts de la Société au 31 décembre 2015 :

	Variations cumulatives de la juste valeur utilisée pour calculer l'efficacité de la couverture	Réserve de couverture de flux de trésorerie <sup>1</sup>	Réserve au titre de la conversion de devises
--	------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------	----------------------------------------------

### Couverture de flux de trésorerie :

Risque de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	(3 111)	3 024	—

### Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger :

Risque de change			
Avances au taux LIBOR	1 816	—	1 816

1. Le solde de la réserve de couverture de flux de trésorerie à laquelle la comptabilité de couverture n'est plus appliquée est de néant.

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des couvertures inefficaces et des profits ou pertes de couverture au 31 décembre 2015 :

	Variations de la juste valeur de l'instrument de couverture comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Couvertures inefficaces comptabilisées en résultat net	Montant provenant de la réserve de couvertures de flux de trésorerie reclassé en résultat net	Montant provenant de la réserve au titre de la conversion des devises reclassé en résultat net	Poste du compte de résultat touché par le reclassement
--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------

### Couverture de flux de trésorerie :

Risque de taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt	2 681	635	—	—	—

### Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger

Risque de change					
Avances au taux LIBOR	1 610	—	—	—	—

L'inefficacité est comptabilisée dans la perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés dans les comptes de résultat.

Les sources des couvertures inefficaces proviennent de la variation du risque de crédit de chaque partie de la couverture.



# NOTES ANNEXES

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

## 11. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

### a) Impôt comptabilisé dans les comptes de résultat

	31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Impôt exigible</b>		
Charge d'impôt exigible pour l'exercice considéré	3 194	3 079
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à la charge d'impôt exigible des exercices précédents	(72)	(65)
	3 122	3 014
<b>Impôt différé</b>		
Économie d'impôt différé comptabilisée pour l'exercice considéré	(15 383)	(29 280)
Augmentation (diminution) des taux d'imposition différés	58	(198)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	163	(408)
	(15 162)	(29 886)
Total de l'économie d'impôt comptabilisée pour l'exercice considéré	(12 040)	(26 872)

Le tableau suivant présente un rapprochement du total de l'économie d'impôt et de la perte comptable pour l'exercice :

	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Perte avant impôt sur le résultat	(60 423)	(111 250)
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,6 %	26,6 %
Économie d'impôt calculée selon le taux d'imposition prévu par la loi	(16 073)	(29 593)
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :		
Charges non déductibles	63	547
Incidence des pertes fiscales non comptabilisées antérieurement et inutilisées et des différences temporaires utilisées pendant l'exercice	(259)	(1 663)
Bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	394	537
Augmentation (diminution) des taux d'imposition différés	58	(198)
Augmentation des différences temporaires imposables relativement aux placements dans des filiales et des coentreprises	1 560	623
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	211	212
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	(72)	(65)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	163	(408)
Charge d'impôt sur la perte attribuée aux participations minoritaires dans des entités non imposables	1 933	3 116
Autres	(18)	20
Économie d'impôt comptabilisée dans les comptes de résultat	(12 040)	(26 872)

Le taux d'imposition pour 2015 et 2014 qui est utilisé dans le rapprochement ci-dessus correspond au taux d'imposition moyen combiné appliqué au bénéfice imposable des sociétés canadiennes en vertu des lois fiscales fédérale et provinciales. Les taux d'imposition n'ont pas fluctué en 2015.

# NOTES ANNEXES

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

## b) Impôt comptabilisé dans les autres éléments du résultat global

	31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Impôt différé</b>		
Sur les produits et les charges comptabilisés dans les autres éléments du résultat global :		
Conversion de filiales étrangères autonomes	223	85
Tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture de placements dans des filiales étrangères autonomes	(212)	(85)
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	(590)	(90)
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture de la coentreprise	16	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture	18	—
<b>Total de l'impôt comptabilisé directement dans les autres éléments du résultat global</b>	<b>(545)</b>	<b>(90)</b>

## c) Impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres

	31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Impôt différé</b>		
Sur les opérations avec les propriétaires :		
Composante capitaux propres des débetures convertibles	171	—
Frais d'émission d'actions déductibles sur cinq ans	—	(22)
<b>Total de l'impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres</b>	<b>171</b>	<b>(22)</b>

## d) Actifs et passifs d'impôt exigible

	31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Actifs d'impôt exigible</b>		
Impôt à recouvrer	4	93
<b>Passifs d'impôt exigible</b>		
Impôt à payer	1 234	1 408

## e) Soldes d'impôt différé

Le tableau suivant consiste en une analyse des actifs (passifs) d'impôt différé présentés dans les états consolidés de la situation financière :

	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Actifs d'impôt différé	15 356	14 025
Passifs d'impôt différé	(147 931)	(162 303)
	<b>(132 575)</b>	<b>(148 278)</b>

# NOTES ANNEXES

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

	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Transfert des frais de développement de projets dans les immobilisations corporelles	Transfert des immobilisations corporelles dans les immobilisations incorporelles découlant d'ajustements subséquents (note 5)	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écart de change, montant net	Au 31 décembre 2015
<b>Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :</b>								
Immobilisations corporelles	(109 672)	(13 575)	—	(836)	1 739	—	17	(122 327)
Immobilisations incorporelles	(97 575)	4 331	—	—	(1 739)	—	(136)	(95 119)
Frais de développement de projets	(9 479)	19 360	—	836	—	—	—	10 717
Placement dans des filiales et dans des coentreprises	(813)	(2 834)	(239)	—	—	—	—	(3 886)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(855)	(191)	—	—	—	—	—	(1 046)
Instruments financiers dérivés	47 492	7 670	572	—	—	—	—	55 734
Dette à long terme	(4 049)	(181)	—	—	—	—	—	(4 230)
Débitures convertibles	(126)	(228)	—	—	—	(171)	—	(525)
Autres passifs	581	(41)	—	—	—	—	—	540
Frais de financement	(718)	(1 974)	—	—	—	—	—	(2 692)
Paiement fondé sur des actions	610	410	—	—	—	—	—	1 020
	(174 604)	12 747	333	—	—	(171)	(119)	(161 814)
Pertes fiscales	26 326	2 415	212	—	—	—	286	29 239
	(148 278)	15 162	545	—	—	(171)	167	(132 575)

Au 31 décembre 2015, la Société, ses filiales et ses coentreprises avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 108 000 \$ qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable futur. Ces pertes autres qu'en capital viennent à échéance graduellement entre 2027 et 2035.

La Société a comptabilisé un actif d'impôt différé sur des pertes autres qu'en capital, car il est probable qu'il existera un bénéfice imposable et des gains en capital imposables suffisants découlant de projets hydroélectriques, solaires et éoliens qui sont actuellement en exploitation ou qui le seront dans un proche avenir.

# NOTES ANNEXES

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

	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Comptabilisé dans l'acquisition d'entreprise	Transfert des frais de développement de projets dans les immobilisations corporelles et incorporelles	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2014
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :								
Immobilisations corporelles	(86 445)	1 984	—	(16 698)	(8 567)	—	54	(109 672)
Immobilisations incorporelles	(93 555)	3 693	—	(1 545)	(6 126)	—	(42)	(97 575)
Frais de développement de projets	(12 716)	(11 456)	—	—	14 693	—	—	(9 479)
Placement dans des filiales et dans des coentreprises	(672)	(56)	(85)	—	—	—	—	(813)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(681)	(174)	—	—	—	—	—	(855)
Instruments financiers dérivés	14 772	32 630	90	—	—	—	—	47 492
Dettes à long terme	(5 675)	(130)	—	1 756	—	—	—	(4 049)
Débitures convertibles	(175)	49	—	—	—	—	—	(126)
Autres passifs	649	(68)	—	—	—	—	—	581
Frais de financement	1 198	(1 938)	—	—	—	22	—	(718)
Paiement fondé sur des actions	405	205	—	—	—	—	—	610
	(182 895)	24 739	5	(16 487)	—	22	12	(174 604)
Pertes fiscales	21 010	5 147	85	—	—	—	84	26 326
	(161 885)	29 886	90	(16 487)	—	22	96	(148 278)

# NOTES ANNEXES

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

## f) Différences temporaires déductibles, pertes fiscales inutilisées et crédits d'impôt inutilisés non comptabilisés

	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Pertes fiscales – de type exploitation	4 175	3 525
Pertes fiscales – de type capital	13 165	15 130
Coûts de transaction	2 285	2 162
	19 625	20 817

Les pertes fiscales – de type exploitation – non comptabilisées viendront à échéance graduellement entre 2029 et 2034.

## 12. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(30 301)	(54 853)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(7 125)	(7 125)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(37 426)	(61 978)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	102 304	98 341
Perte nette par action, de base (en \$)	(0,37)	(0,63)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	102 304	98 341
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	283	210
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	102 587	98 551
Perte nette par action, dilué(e) (en \$) b)	(0,37)	(0,63)

- a) Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, 2 579 684 des 3 425 684 options sur actions (1 830 684 des 3 470 684 options sur actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2014) avaient un effet dilutif.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 7 558 684 actions n'avait un effet dilutif en 2014).

- b) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, 2 579 684 des 3 425 684 options sur actions (1 830 684 des 3 470 684 options sur actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2014) ont été exclues du calcul de la perte nette par action diluée, car elles avaient un effet antidilutif en raison de la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

# NOTES ANNEXES

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

## 13. RÉMUNÉRATION DES PRINCIPAUX MEMBRES DE LA DIRECTION

Le tableau suivant présente les charges comptabilisées par la Société à l'égard des membres de la direction. Les membres du conseil d'administration ainsi que le président et chef de la direction, le chef de la direction financière, le chef de la direction des investissements, et tous les vice-présidents principaux et vice-présidents font partie de ce groupe.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Salaires et avantages à court terme	5 409	4 525
Jetons de présence des membres du conseil d'administration	524	567
Régime d'attribution d'actions liées au rendement	1 416	694
Paiement fondé sur des actions	192	244
	7 541	6 030

## 14. AVANTAGES DU PERSONNEL

Les charges comptabilisées par la Société au titre des avantages du personnel comprennent les salaires et les avantages à court terme. Ces charges ont été comptabilisées dans les catégories suivantes :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Charges d'exploitation	4 153	3 607
Frais généraux et administratifs	9 085	8 534
Charges liées aux projets potentiels	4 714	2 542
Coûts de transaction	131	281
Incorporées aux immobilisations corporelles	5 724	4 377
Incorporées aux frais de développement de projets	221	1 873
	24 028	21 214

## 15. LIQUIDITÉS ET PLACEMENTS À COURT TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
Comptes de liquidités soumises à restrictions	37 487	7 387
Compte de produit d'emprunts soumis à restrictions	268 441	71 678
Comptes de paiement du service de la dette	6 792	6 742
	312 720	85 807

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

En ce qui a trait aux six centrales hydroélectriques au fil de l'eau Harrison Hydro L.P. (les « centrales en exploitation de Harrison »), la Société maintient certains comptes de paiement du service de la dette. Au titre des comptes de paiement du service de la dette, un virement mensuel correspondant à un sixième du prochain paiement semestriel au titre des obligations ainsi qu'un virement mensuel correspondant à un tiers du prochain paiement trimestriel exigible en vertu des obligations subordonnées émises et en circulation doivent être effectués. Les versements au titre des emprunts prioritaires et subordonnés sont prélevés sur ce compte à leur date d'échéance.



# NOTES ANNEXES

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

## 16. DÉBITEURS

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
Créances clients	24 984	27 983
Taxes à la consommation	8 112	4 421
Crédits d'impôt à l'investissement	856	1 538
Autres	3 121	1 329
	<u>37 073</u>	<u>35 271</u>

La quasi-totalité des créances clients de la Société provient des ventes d'électricité effectuées à des sociétés de services publics, y compris Hydro-Québec, British Columbia Hydro, Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées, et Idaho Power Company. Hydro-Québec a actuellement une cote de crédit de A+ attribuée par Standard & Poor's (« S&P »). British Columbia Hydro and Power Authority a actuellement une cote de crédit de AAA attribuée par S&P. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que la province d'Ontario, dont la cote de crédit attribuée par S&P est actuellement de A+, honorera les obligations de Hydro One Inc. et de ses sociétés affiliées, en vertu des CAÉ auxquels elle est partie. Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées détiennent actuellement une cote de crédit de A attribuée par S&P, et la cote de crédit attribuée à Idaho Power Company par S&P est actuellement de BBB.

Les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement sont à recevoir des gouvernements fédéral et provinciaux à la suite du développement et de la construction des projets.

La Société n'a comptabilisé aucune provision pour créances douteuses, car d'après son expérience, le risque est faible à cet égard. La Société ne détient aucune garantie précise à l'égard de ses débiteurs. Tous les débiteurs sont à recevoir à court terme.

# NOTES ANNEXES

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

## 17. COMPTES DE RÉSERVE

	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	37 547	3 788	41 335
Investissements (prélèvements) dans les réserves, montant net	2 038	(702)	1 336
Incidence des variations du taux de change	139	26	165
Réserves à la fin de l'exercice	39 724	3 112	42 836
Moins : Tranche à court terme	(947)	(368)	(1 315)
Tranche à long terme	38 777	2 744	41 521

	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	43 972	3 590	47 562
Réserve acquise dans le cadre d'une acquisition d'entreprise (note 5)	—	259	259
Prélèvements dans les réserves, montant net	(6 485)	(53)	(6 538)
Incidence des variations du taux de change	60	(8)	52
Réserves à la fin de l'exercice	37 547	3 788	41 335
Moins : Tranche à court terme	(651)	—	(651)
Tranche à long terme	36 896	3 788	40 684

Les placements à court terme sont détenus auprès d'importantes institutions financières. La Société n'a enregistré aucune perte de valeur de ces instruments financiers puisque les cotes de solvabilité des contreparties sont élevées.

La disponibilité d'un montant de 40 929 \$ (39 018 \$ en 2014) dans les comptes de réserve est soumise à des restrictions en vertu d'ententes de crédit.

# NOTES ANNEXES

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

## 18. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
<b>Coût</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	2 541	1 340 129	372 106	124 244	287 401	8 367	2 134 788
Ajouts	62	3 707	782	68	299 105	828	304 552
Acquisition d'entreprise (note 5)	—	(6 591)	—	—	—	—	(6 591)
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	89 084	—	—	(89 084)	—	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	—	34 169	21	34 190
Cessions	—	(613)	—	—	—	(49)	(662)
Autres variations	—	—	(850)	(38)	—	—	(888)
Écarts de change, montant net	20	1 309	—	—	—	27	1 356
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>2 623</b>	<b>1 427 025</b>	<b>372 038</b>	<b>124 274</b>	<b>531 591</b>	<b>9 194</b>	<b>2 466 745</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	—	(135 670)	(82 528)	(15 866)	—	(4 935)	(238 999)
Amortissement	—	(28 164)	(17 779)	(5 954)	—	(1 364)	(53 261)
Cessions	—	137	—	—	—	43	180
Écarts de change, montant net	—	(420)	—	—	—	(23)	(443)
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>—</b>	<b>(164 117)</b>	<b>(100 307)</b>	<b>(21 820)</b>	<b>—</b>	<b>(6 279)</b>	<b>(292 523)</b>
<b>Valeur comptable au 31 décembre 2015</b>	<b>2 623</b>	<b>1 262 908</b>	<b>271 731</b>	<b>102 454</b>	<b>531 591</b>	<b>2 915</b>	<b>2 174 222</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 l'exercice considéré comprennent des frais de financement incorporés dans le coût de l'actif de 30 341 \$ (5 647 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014), engagés avant l'utilisation prévue des immobilisations.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement incorporés dans le coût de l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés à la facilité à terme de crédit rotatif sont incorporés dans le coût de l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée.

Le coût des installations a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 2 622 \$ (1 408 \$ au 31 décembre 2014).

# NOTES ANNEXES

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

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
<b>Coût</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	2 141	1 063 065	370 729	124 205	201 742	7 473	1 769 355
Ajouts	161	7 463	501	—	222 555	1 150	231 830
Acquisition d'entreprise (note 5)	230	115 240	—	—	—	—	115 470
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	154 175	—	—	(154 175)	—	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	—	17 279	—	17 279
Cessions	—	(298)	—	—	—	(185)	(483)
Autres variations	—	(28)	876	39	—	(82)	805
Écart de change, montant net	9	512	—	—	—	11	532
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>2 541</b>	<b>1 340 129</b>	<b>372 106</b>	<b>124 244</b>	<b>287 401</b>	<b>8 367</b>	<b>2 134 788</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	—	(107 529)	(64 772)	(9 915)	—	(3 722)	(185 938)
Amortissement	—	(28 015)	(17 736)	(5 951)	—	(1 443)	(53 145)
Cessions	—	30	—	—	—	151	181
Autres variations	—	10	(20)	—	—	87	77
Écart de change, montant net	—	(166)	—	—	—	(8)	(174)
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>—</b>	<b>(135 670)</b>	<b>(82 528)</b>	<b>(15 866)</b>	<b>—</b>	<b>(4 935)</b>	<b>(238 999)</b>
<b>Valeurs comptable au 31 décembre 2014</b>	<b>2 541</b>	<b>1 204 459</b>	<b>289 578</b>	<b>108 378</b>	<b>287 401</b>	<b>3 432</b>	<b>1 895 789</b>

# NOTES ANNEXES

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

## 19. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
<b>Coût</b>					
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	497 620	75 816	9 538	35 351	618 325
Ajouts	325	—	—	—	325
Acquisition d'entreprise (note 5)	6 591	—	—	—	6 591
Transfert d'actifs lors de la mise en service	12 111	—	—	(12 111)	—
Écarts de change, montant net	442	—	—	—	442
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>517 089</b>	<b>75 816</b>	<b>9 538</b>	<b>23 240</b>	<b>625 683</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>					
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	(106 095)	(23 570)	(1 252)	(96)	(131 013)
Amortissement	(16 265)	(5 475)	(477)	—	(22 217)
Écarts de change, montant net	(182)	—	—	—	(182)
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>(122 542)</b>	<b>(29 045)</b>	<b>(1 729)</b>	<b>(96)</b>	<b>(153 412)</b>
<b>Valeur nette au 31 décembre 2015</b>	<b>394 547</b>	<b>46 771</b>	<b>7 809</b>	<b>23 144</b>	<b>472 271</b>

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
<b>Coût</b>					
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	478 619	81 582	9 538	12 115	581 854
Acquisition d'entreprise (note 5)	18 807	—	—	—	18 807
Transfert d'actifs lors de la mise en service	4	—	—	(4)	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	23 240	23 240
Autres variations	—	(5 766)	—	—	(5 766)
Écarts de change, montant net	190	—	—	—	190
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>497 620</b>	<b>75 816</b>	<b>9 538</b>	<b>35 351</b>	<b>618 325</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>					
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	(90 526)	(24 460)	(775)	—	(115 761)
Amortissement	(15 498)	(4 876)	(477)	(96)	(20 947)
Autres variations	—	5 766	—	—	5 766
Écarts de change, montant net	(71)	—	—	—	(71)
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>(106 095)</b>	<b>(23 570)</b>	<b>(1 252)</b>	<b>(96)</b>	<b>(131 013)</b>
<b>Valeur nette au 31 décembre 2014</b>	<b>391 525</b>	<b>52 246</b>	<b>8 286</b>	<b>35 255</b>	<b>487 312</b>

# NOTES ANNEXES

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

## 20. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS

	31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Coût</b>		
Solde au début de l'exercice	61 020	81 643
Ajouts	24 889	20 443
Transfert aux immobilisations corporelles	(34 190)	(17 279)
Transfert aux immobilisations incorporelles	—	(23 240)
Perte de valeur des frais de développement de projets	(51 719)	—
Autres variations	—	(547)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>—</b>	<b>61 020</b>

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014, la Société a effectué un test de dépréciation annuel à l'égard des frais de développement de projets. D'après les résultats de ces tests, une perte de valeur de 51 719 \$ a dû être comptabilisée en 2015 à l'égard de projets pour lesquels il demeure des incertitudes quant au calendrier et à la rentabilité de toute possibilité de développement. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, aucune perte de valeur n'a dû être inscrite.

Le montant recouvrable des frais de développement de projets est déterminé en fonction d'un calcul de la valeur d'utilité fondé sur des projections de flux de trésorerie elles-mêmes basées sur des budgets de projets comparables. Les projections sont approuvées par la direction, couvrent une période allant de 40 à 75 ans et se fondent sur un taux d'actualisation présumé avant impôt de 6,50 % en 2014.

Les hypothèses suivantes sont utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs :

- Le taux d'actualisation est une moyenne pondérée entre le coût consolidé de la dette et le coût consolidé des capitaux propres, majorée d'une prime de risque par projet.
- Chaque unité génératrice de trésorerie correspond à une centrale hydroélectrique.
- Les flux de trésorerie futurs prévus sont fondés sur les budgets de projets comparables de chaque unité génératrice de trésorerie. Les budgets ont été élaborés selon les débits d'eau moyens à long terme. Ces moyennes à long terme avoisinent les résultats réels.
- Le nombre de projets qui seront développés et les périodes où ils le seront.

L'acquisition de Cloudworks Energy Inc., en 2011, s'est accompagnée de la propriété exclusive de projets hydroélectriques situés en Colombie-Britannique rendus à différents stades de développement (d'une puissance installée potentielle de plus de 800 MW). Par conséquent, un montant de 51 719 \$ rattachés aux projets potentiels a été comptabilisé à la suite de l'acquisition. Cependant, au 31 décembre 2015, le développement du projet Site-C de BC Hydro (une immense centrale hydroélectrique qui devrait fournir une capacité d'environ 1 100 MW et générer approximativement 5 100 GWh d'électricité par année) va de l'avant. La construction du projet a commencé au cours de l'été 2015. En outre, en septembre 2015, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rejeté une requête visant à obtenir une ordonnance d'annulation du certificat d'évaluation environnementale émis par la ministre de l'Environnement et le ministre des Forêts, du Territoire et des Opérations des ressources naturelles à l'égard du projet. En novembre 2015, BC Hydro et le gouvernement de la Colombie-Britannique ont annoncé l'attribution d'un contrat de construction de 1,5 G\$ pour la centrale hydroélectrique Site-C. Les probabilités que les Premières Nations et divers organismes environnementaux opposés à la centrale hydroélectrique Site-C obtiennent gain de cause dans le litige sont relativement faibles puisque les activités de construction sont en cours. BC Hydro a annoncé publiquement que d'après ses prévisions, le service public n'aura probablement pas besoin d'un important bloc de nouvelle électricité provenant de producteurs indépendants avant le début des années 2030. Par conséquent, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 51 719 \$ (néant en 2014) relativement aux projets potentiels en Colombie-Britannique pour lesquels elle demeure propriétaire de licences de projets et dont elle pourrait amorcer le développement ultérieurement. Simultanément, les contreparties conditionnelles relatives à ces projets potentiels ont fait l'objet d'une reprise, ce qui a donné lieu à un profit réalisé de 3 447 \$.

Les ajouts au cours de l'exercice considéré comprennent des intérêts capitalisés de 204 \$ (235 \$ en 2014).



# NOTES ANNEXES

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

## 21. GOODWILL

Le tableau suivant présente l'attribution du goodwill à chacune des unités génératrices de trésorerie :

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
St-Paulin	935	935
Portneuf	4 166	4 166
Chaudière	3 168	3 168
Total du goodwill	8 269	8 269

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard du goodwill. D'après le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a été inscrite.

Le montant recouvrable de chaque unité génératrice de trésorerie est établi selon un calcul de la valeur d'utilité dans le cadre duquel on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets financiers approuvés par la direction couvrant la période la moins longue entre 50 ans et la période pour laquelle la Société détient des droits sur le site, ainsi qu'un taux d'actualisation avant impôt de 5,51 % (5,54 % en 2014).

Les hypothèses utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs sont les suivantes :

- Le taux d'actualisation est une moyenne pondérée entre le coût consolidé de la dette et le coût consolidé des capitaux propres, majorée d'une prime de risque pour chaque unité génératrice de trésorerie.
- Le prix de vente prévu de l'électricité à la suite du renouvellement des contrats d'achat d'électricité.
- Chaque unité génératrice de trésorerie correspond à une centrale hydroélectrique.
- Les flux de trésorerie futurs prévus sont fondés sur les budgets avant le service de la dette et l'impôt sur le résultat de chaque unité génératrice de trésorerie. Les budgets ont été élaborés selon les débits d'eau moyens à long terme. Ces moyennes à long terme avoisinent les résultats réels.

## 22. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
Fournisseurs et autres créditeurs	53 175	30 058
Tranche à court terme des retenues de garantie au titre de la construction	32 415	6 143
Intérêts à payer	7 941	7 019
Taxes à la consommation	1 935	2 387
	95 466	45 607

# NOTES ANNEXES

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

## 23. DETTE À LONG TERME

	Taux d'intérêt en 2015	Taux d'intérêt en 2014	Échéance	31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Facilité à terme de crédit rotatif (avec droit de recours auprès de la Société)</b>					
a) Avances au taux préférentiel	3,30 %	3,85 %	2019	20	20
a) Acceptations bancaires	2,46 %	3,06 %	2019	129 880	321 880
a) Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US	1,98 %	2,04 %	2019	19 238	16 125
				149 138	338 025
<b>Emprunts à terme (sans droit de recours auprès de la Société)</b>					
b) Centrales en exploitation de Harrison, emprunts à terme ne portant pas intérêt, consentis par des partenaires	—	—	2015	—	1 750
c) Hydro-Windsor, emprunt à terme, taux fixe	8,25 %	8,25 %	2016	1 015	2 145
d) Fitzsimmons Creek, emprunt à terme, taux variable	1,99 %	2,42 %	2016	21 051	21 430
e) Magpie, crédit-relais, taux fixe	2,33 %	2,33 %	2017	537	850
e) Magpie, débenture, taux fixe	4,59 %	4,59 %	2017	748	1 094
f) Montagne-Sèche, emprunt à terme, taux variable	2,63 %	3,05 %	2021	26 063	27 485
g) Rutherford Creek, emprunt à terme, taux fixe	6,88 %	6,88 %	2024	39 378	42 677
e) Magpie, débenture convertible, taux fixe	4,34 %	4,34 %	2025	5 020	5 262
h) Ashlu Creek, emprunt à terme, taux variable	2,35 %	2,96 %	2025	95 062	96 695
i) Sainte-Marguerite, emprunt à terme, taux fixe	3,30 %	3,30 %	2025	32 598	35 899
j) L'Anse-à-Valleau, emprunt à terme, taux variable	2,08 %	2,50 %	2026	36 091	38 716
k) Carleton, emprunt à terme, taux variable	3,04 %	3,46 %	2027	45 758	48 997
l) Stardale, emprunt à terme, taux variable	3,13 %	3,55 %	2030	96 862	101 643
e) Magpie, emprunt à terme, taux fixe	4,37 %	4,37 %	2031	52 243	54 452
m) Kwoiek Creek, emprunt à terme, taux fixe	5,08 %	5,08 %	2052	168 500	168 500
n) Northwest Stave River, emprunt à terme, taux fixe	5,30 %	5,30 %	2053	71 972	71 972
m) Kwoiek Creek, emprunt à terme, taux fixe	10,07 %	10,07 %	2054	3 662	3 662
o) Tretheway, prêt de construction, taux fixe	4,99 %	4,99 %		92 916	92 916
p) Mesgi'g Ugju's'n, prêt de construction, taux fixe	4,28 %	—		159 459	—
q) Boulder et Upper Lillooet, prêt de construction, taux fixe	4,22 %	—		172 207	—
r) Big Silver, prêt de construction, taux fixe	4,57 %	—		51 012	—
q) Boulder et Upper Lillooet, prêt de construction, taux fixe	4,46 %	—		227 938	—
q) Boulder et Upper Lillooet, prêt de construction, taux fixe	4,46 %	—		45 588	—
r) Big Silver, prêt de construction, taux fixe	4,76 %	—		128 311	—
r) Big Silver, prêt de construction, taux fixe	4,76 %	—		17 900	—
i) Sainte-Marguerite, débenture, taux fixe	8,00 %	8,00 %	2064	42 401	42 401
Autres emprunts dont les échéances et les taux d'intérêt diffèrent			2017-2019	134	136
				1 634 426	858 682

# NOTES ANNEXES

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

## 23. DETTE À LONG TERME (suite)

	Taux d'intérêt en 2015	Taux d'intérêt en 2014	Échéance	31 décembre 2015	31 décembre 2014
<b>Obligations (sans droit de recours auprès de la Société)</b>					
s) v) Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à rendement réel	3,95 %	3,95 %	2049	223 391	225 014
t) v) Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à taux fixe	6,61 %	6,61 %	2049	207 141	209 485
u) v) Centrales en exploitation de Harrison, obligation subordonnée à rendement réel	5,02 %	5,02 %	2049	28 222	27 820
				458 754	462 319
<b>Total de la dette à long terme</b>				2 242 318	1 659 026
<b>Frais de financement différés</b>				(26 885)	(14 427)
				2 215 433	1 644 599
Tranche à court terme de la dette à long terme (déduction faite des frais de financement différés de 29 \$ en 2015, néant en 2014)				(54 995)	(33 799)
Tranche à long terme				2 160 438	1 610 800

### a) Facilité à terme de crédit rotatif

La Société dispose d'une capacité d'emprunt maximale de 425 000 \$ sur sa facilité à terme de crédit rotatif qui arrivera à échéance en 2019.

Au 31 décembre 2015, des avances au taux des acceptations bancaires et des avances au taux préférentiel totalisant 129 900 \$ ainsi qu'une avance au taux LIBOR de 19 238 \$ (13 900 \$ US) ont été consenties en vertu de cette facilité. Un montant de 95 503 \$ a été utilisé pour fournir des lettres de crédit. Par conséquent, la tranche inutilisée et disponible de la facilité s'élève à 180 359 \$. La valeur comptable des actifs de la Société et des filiales qui ont été donnés en garantie en vertu de cette facilité totalise environ 473 100 \$.

La facilité à terme de crédit rotatif a été renégoziée le 18 janvier 2016; se reporter à la note « Événements postérieurs ».

### b) Centrales en exploitation de Harrison, emprunts à terme

Les emprunts ne portant pas intérêt consentis par des partenaires de la Société relativement au projet de Harrison ont été remboursés en totalité en 2015.

### c) Hydro-Windsor

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 20 ans à compter de décembre 1996, amorti sur une période de 20 ans et venant à échéance en décembre 2016. L'emprunt est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 105 \$. Les remboursements de capital pour 2016 s'établissent à 1 000 \$. Cet emprunt est garanti par les actifs d'Hydro-Windsor, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 10 000 \$.

### d) Fitzsimmons Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans à compter de décembre 2011, amorti sur une période de 30 ans. Les avances sur l'emprunt portent intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 19 018 \$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 3,98 % (3,98 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 150 \$. Au 31 décembre 2015, un montant de 50 \$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. Cette dette est garantie par les actifs de Fitzsimmons Creek Hydro L.P., d'une valeur comptable d'environ 25 000 \$.

# NOTES ANNEXES

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

---

## e) Magpie

Le crédit-relais est amorti jusqu'en août 2017. Le crédit-relais est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 27 \$. Les remboursements de capital relatifs au crédit-relais s'établissent à 306 \$ pour 2016.

La débenture est amortie jusqu'en décembre 2017. La débenture est remboursable au moyen de paiements annuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 400 \$, à l'exclusion des intérêts implicites hors trésorerie de 35 \$. Le remboursement de capital pour 2016 s'établit à 400 \$.

La débenture convertible n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrivera à échéance en janvier 2025. Le débenture convertible rend la municipalité admissible à une participation de 30 % dans la centrale au moment de la conversion de la débenture, au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2025. La Société peut, à son gré, procéder à une conversion anticipée.

L'emprunt à terme, qui est amortissable jusqu'en 2031, est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 379 \$. Les remboursements de capital relatifs à l'emprunt à terme varient et s'établissent à 1 697 \$ pour 2016.

Le crédit-relais et l'emprunt à terme sont garantis par les actifs de Société en commandite Magpie, d'une valeur comptable d'environ 99 700 \$.

## f) Montagne-Sèche

En mai 2014, la Société a renégocié l'emprunt afin de repousser l'échéance à juin 2021. L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 7 ans, amorti sur une période de 16 ans à compter de mai 2014. Au 31 décembre 2015, les emprunts portaient intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1 528 \$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,97 % (5,97 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 445 \$. Au 31 décembre 2015, un montant de 267 \$ a été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex Montagne-Sèche, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 36 500 \$.

## g) Rutherford Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme à taux fixe d'une durée de 20 ans, à compter de juillet 2004, amorti sur une période de douze ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2012. Cette dette est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 511 \$. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3 533 \$ pour 2016. L'emprunt est garanti par les actifs de Rutherford Creek Power Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 81 500 \$.

## h) Ashlu Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 15 ans, amorti sur une période de 25 ans à compter de septembre 2010. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3 307 \$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 6,06 % (6,16 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 3 000 \$. Au 31 décembre 2015, un montant de 1 534 \$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de la centrale hydroélectrique d'Ashlu Creek, d'une valeur comptable d'environ 164 300 \$.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **i) Sainte-Marguerite**

Dans le cadre de l'acquisition de Sainte-Marguerite, la Société a repris un emprunt à terme de 30 796 \$ portant intérêt à un taux de 7,40 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 360 \$, augmentant d'année en année et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital pour 2016 s'établissent à 2 605 \$. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 37 455 \$, pour un taux d'intérêt effectif de 3,30 %. Cet emprunt est garanti par les actifs de Sainte-Marguerite S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 136 300 \$.

Parallèlement à l'acquisition de la centrale Sainte-Marguerite, une débenture a été émise par Sainte-Marguerite S.E.C. au Régime de rentes du Mouvement Desjardins pour un produit total de 40 901 \$. En décembre 2014, un montant additionnel de 1 500 \$ a été souscrit au titre de la débenture émise par Sainte-Marguerite S.E.C. pour un montant total de 42 401 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064.

## **j) L'Anse-à-Valleau**

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18,5 ans, à compter de décembre 2007, amorti sur une période de 18,5 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2 764 \$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 6,03 % (6,03 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit de 1 200 \$ afin de fournir des lettres de crédit. Au 31 décembre 2015, un montant de 423 \$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex AAV, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 58 000 \$.

## **k) Carleton**

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 14 ans, amorti sur une période de 14 ans à compter de juin 2013. L'emprunt à terme porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3 352 \$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,46 % (5,46 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Cette dette est garantie par les actifs d'Innergex CAR, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 74 300 \$.

## **l) Stardale**

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18 ans, à compter de septembre 2012, amorti sur une période de 18 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 4 979 \$ pour 2016. Au 31 décembre 2015, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,99 % (5,99 % en 2014) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 5 600 \$. Au 31 décembre 2015, un montant de 5 600 \$ avait été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de Stardale L.P., d'une valeur comptable d'environ 114 500 \$.

L'emprunt a été refinancé le 22 février 2016; se reporter à la note « Événements postérieurs ».

## **m) Kwoiek Creek**

Le prêt de construction à terme a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 37 ans en février 2015, lequel est amorti sur une période de 36 ans à compter de janvier 2017. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à néant pour 2016. Cet emprunt est garanti par les actifs de Kwoiek Creek Resources, L.P., d'une valeur comptable d'environ 163 600 \$.

# NOTES ANNEXES

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

---

Le partenaire de la Société dans le projet Kwoiek Creek a consenti un prêt à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership. Conformément aux ententes liées au projet, chaque partenaire peut participer au financement du projet.

## n) Northwest Stave River

Le prêt de construction sans recours a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 38 ans en février 2015 et a été amorti sur une période de 35 ans. L'emprunt est garanti par les actifs de Northwest Stave River L.P., d'une valeur comptable d'environ 82 100 \$.

## o) Tretheway

Le 30 septembre 2014, la Société a conclu un financement de projet sans recours pour un prêt de construction et un emprunt à terme de 92 916 \$ visant le projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau Tretheway Creek. Le prêt de construction porte intérêt à un taux fixe de 4,99 %; il sera converti en un emprunt à terme en 2016 et le capital sera amorti sur une période de 35 ans à compter de la cinquième année suivant le moment où l'électricité a commencé à être livrée, soit le 9 novembre 2015. Cet emprunt est garanti par les actifs de Tretheway L.P., d'une valeur comptable d'environ 124 100 \$.

## p) Mesgi'g Ugnu's'n

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

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction à taux variable de 49 250 \$ portant intérêt à un taux de 2,41 % fixé par un swap; après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera remboursé au moyen du produit du remboursement prévu par Hydro-Québec pour la sous-station électrique de Mesgi'g Ugnu's'n. Au 31 décembre 2015, cette tranche n'était pas utilisée;
- Un prêt de construction à taux variable de 103 000 \$ portant intérêt à un taux de 3,54 % fixé par un swap; après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 9,5 ans et le capital sera amorti sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2015, cette tranche n'était pas utilisée;
- Un prêt de construction de 159 459 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,28 %; après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 19,5 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 9,5 ans. Au 31 décembre 2015, cette tranche avait été utilisée en totalité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 51 284 \$. Au 31 décembre 2015, un montant de 31 585 \$ avait été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par les actifs de Parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU) S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 192 500 \$.

## q) Boulder Creek et Upper Lillooet River

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

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 191 600 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,22 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 20 ans, à compter de la sixième année. Au 31 décembre 2015, un montant de 172 207 \$ avait été prélevé sur cette tranche.
- Un prêt de construction de 250 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans. Au 31 décembre 2015, un montant de 227 938 \$ avait été prélevé sur cette tranche.
- Un prêt de construction de 50 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance. Au 31 décembre 2015, un montant de 45 588 \$ avait été prélevé sur cette tranche.



# NOTES ANNEXES

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

---

Cette dette est garantie par les actifs de Boulder Creek Power L.P. et de Upper Lillooet River Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 464 000 \$.

## r) Big Silver Creek

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

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 51 012 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,57 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 18 ans, à compter de la septième année.
- Un prêt de construction de 128 311 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 17 900 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Cette dette est garantie par les actifs de Big Silver Creek Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 190 700 \$.

## s) Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à rendement réel

L'obligation prioritaire à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à 2,96 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'indice d'ensemble des prix à la consommation (l'« IPC ») du Canada, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en juin 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 5 790 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (2015 - 6 595 \$ après l'ajustement selon l'IPC). En décembre 2031, les paiements diminueront à 4 481 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2016, les remboursements de capital s'établissent à 5 751 \$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

## t) Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à taux fixe

L'obligation prioritaire à taux fixe des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à 6,61 %. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 8 072 \$. En septembre 2031, les paiements diminueront à 6 724 \$ jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2016, les remboursements de capital s'établissent à 3 278 \$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

## u) Centrales en exploitation de Harrison, obligation subordonnée à rendement réel

L'obligation subordonnée à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à 4,27 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base trimestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements trimestriels d'intérêts se chiffrent à 291 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (331 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2015).

En juin 2017, les paiements augmenteront à 389 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Le remboursement du principal ne commence pas avant juin 2017. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

# NOTES ANNEXES

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

## v) Ensemble des centrales en exploitation de Harrison

Les obligations sont garanties par les centrales en exploitation de Harrison. La valeur comptable des biens et des actifs des centrales en exploitation de Harrison s'élève à environ 643 100 \$.

	Obligation prioritaire à rendement réel	Obligation prioritaire à taux fixe	Obligation subordonnée à rendement réel	Total
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	225 014	209 485	27 820	462 319
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	2 619	—	318	2 937
Remboursement de capital	(5 563)	(3 103)	—	(8 666)
Amortissement de la réévaluation	1 321	759	84	2 164
<b>Solde au 31 décembre 2015</b>	<b>223 391</b>	<b>207 141</b>	<b>28 222</b>	<b>458 754</b>

L'augmentation des intérêts compensatoires au titre de l'inflation est attribuable à la variation de l'IPC au cours de la période de référence.

### Remboursements de capital

Les remboursements de capital prévus au cours des prochains exercices, excluant les réévaluations, sont les suivants :

	Remboursements de capital			Dette à long terme
	Avec droit de recours auprès de la Société	Sans droit de recours auprès de la Société	Amortissement de la réévaluation	
2016	—	53 537	(489)	53 048
2017	—	89 901	(595)	89 306
2018	—	44 152	(687)	43 465
2019	149 138	44 401	(788)	192 751
2020	—	48 826	(868)	47 958
Par la suite	—	1 856 851	(41 061)	1 815 790
	149 138	2 137 668	(44 488)	2 242 318

## 24. AUTRES PASSIFS

Les autres passifs, qui comprennent les montants présentés dans les passifs courants, se composent des contreparties conditionnelles et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des intérêts payables au titre de la débeture de SM-1 S.E.C. relatives aux installations de la Société.

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débeture de SM-1 S.E.C.	Total
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2015</b>	5 458	6 828	1 766	14 052
Charge d'intérêts incluse dans les charges financières	—	—	3 593	3 593
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	280	329	—	609
Profit réalisé sur les contreparties conditionnelles	(3 447)	—	—	(3 447)
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	(888)	—	(888)
Paiement de contreparties conditionnelles	(244)	—	—	(244)
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>2 047</b>	<b>6 269</b>	<b>5 359</b>	<b>13 675</b>
Tranche à court terme des autres passifs	(246)	—	—	(246)
Tranche à long terme des autres passifs	1 801	6 269	5 359	13 429

# NOTES ANNEXES

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

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisation	Intérêts payables au titre de la débenture de SM-1 S.E.C.	Total
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2014</b>	5 464	5 465	—	10 929
Charge d'intérêts incluse dans les charges financières	—	—	1 766	1 766
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	355	266	—	621
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	1 097	—	1 097
Paiement de contreparties conditionnelles	(361)	—	—	(361)
<b>Au 31 décembre 2014</b>	5 458	6 828	1 766	14 052
Tranche à court terme des autres passifs	(244)	—	—	(244)
Tranche à long terme des autres passifs	5 214	6 828	1 766	13 808

## a) Contreparties conditionnelles

Une acquisition réalisée en 2011 prévoit le paiement possible de sommes supplémentaires aux vendeurs sur une période qui commence à la date d'acquisition et se termine au quarantième anniversaire du début de l'exploitation commerciale du dernier projet en cours de développement (ou le 4 avril 2061 si cette date est antérieure). Les paiements différés visent effectivement à assurer un partage potentiel de la valeur créée si les projets obtiennent un rendement supérieur aux attentes de la Société et qu'ils donneraient lieu à une augmentation de la valeur pour la Société, après déduction de ces paiements. Le montant total maximal de l'ensemble des paiements différés dans le cadre de cette acquisition ne peut être supérieur à la valeur actualisée de 35 000 \$ à la date d'acquisition. Au cours de l'exercice 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur pour les frais de développement de projets même si elle détient toujours des droits sur les sites. Simultanément, les contreparties conditionnelles relatives à ces projets ont fait l'objet d'une reprise, ce qui a donné lieu à un profit réalisé de 3 447 \$.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris l'obligation de payer une contrepartie conditionnelle à la Municipalité Régionale de Comté de Minganie jusqu'à ce que la débenture convertible émise par Société en commandite Magpie soit convertie. À la suite de la conversion, la Municipalité Régionale de Comté de Minganie aura droit à une participation de 30 % dans Société en commandite Magpie.

## b) Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations proviennent essentiellement des obligations exigeant de mettre hors service les actifs des parcs éoliens et de l'installation solaire à l'échéance des baux fonciers. Les parcs éoliens et l'installation solaire sont construits sur des terrains détenus en vertu de contrats de location qui viennent à échéance 25 ans après leur signature. La Société estime que la valeur non actualisée des paiements requis pour régler les obligations sur une période de 25 ans est la suivante :

Année des paiements prévus	
2031	2 592
2032	2 466
2033	2 748
2036	1 542
2037	6 243
	15 591

Au 31 décembre 2015, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 4,69 % à 5,03 % (3,86 % à 4,39 % en 2014) pour déterminer les obligations.

# NOTES ANNEXES

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

## c) Intérêts payables au titre de la débenture de SM-1 S.E.C.

Dans le cadre de l'acquisition de la centrale SM-1 en 2014, Desjardins a souscrit à une débenture émise par SM-1 S.E.C. pour un produit total de 40 901 \$. En décembre 2014, un montant additionnel de 1 500 \$ a été souscrit au titre de la débenture émise par SM-1 S.E.C. pour un montant total de 42 401 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064. Les intérêts impayés sont composés et comptabilisés dans les autres passifs à long terme.

## 25. DÉBENTURES CONVERTIBLES

### a) Rachat de débentures convertibles de 5,75 %

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

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

Les débentures convertibles portaient intérêt au taux annuel de 5,75 % et devaient arriver à échéance le 30 avril 2017. L'intérêt était payable semestriellement le 30 avril et le 31 octobre de chaque année. Chaque débenture convertible était convertible en actions ordinaires de la Société, au gré du porteur, à tout moment avant la date la plus rapprochée entre le 30 avril 2017 et la date de remboursement fixée par la Société. Le prix de conversion était de 10,65 \$ par action ordinaire (le « prix de conversion »), soit un taux de conversion d'environ 93,8967 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débentures convertibles.

### b) Émission de débentures convertibles de 4,25 %

Le 10 août 2015, la Société a émis un montant en capital total de 100 000 \$ au titre de débentures convertibles à 4,25 % à un prix de 1 000 \$ par débenture convertible, portant intérêt à un taux de 4,25 % par année, payable semestriellement le 31 août et le 28 février de chaque année, à compter du 28 février 2016. Les débentures convertibles seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 15,00 \$ par action, soit un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires pour chaque tranche de 1 000 \$ de montant en capital au titre des débentures convertibles. Les débentures convertibles arriveront à échéance le 31 août 2020 et ne seront pas rachetables avant le 31 août 2018, sauf dans certaines circonstances limitées. À compter du 31 août 2018, et avant le 31 août 2019, Innergex peut racheter les débentures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés, dans certaines circonstances. À compter du 31 août 2019, Innergex peut racheter les débentures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés.

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

Produit de l'émission de débentures convertibles de 4,25 %	100 000
Coûts de transaction	(4 575)
<b>Produit net</b>	<b>95 425</b>
Montant classé en capitaux propres (1 877 \$, déduction faite de l'impôt différé de 673 \$)	(2 550)
Composante passif des débentures convertibles au moment de l'émission (taux d'intérêt effectif de 6,09 %)	92 875
Accroissement des débentures convertibles	555
<b>Composante passif des débentures convertibles</b>	<b>93 430</b>

La composante passif s'accroît de sorte qu'à l'échéance, le passif correspondra à la valeur nominale moins les conversions antérieures, le cas échéant.

# NOTES ANNEXES

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

---

## 26. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

### Autorisé

Le capital autorisé de la Société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables au gré du porteur et au gré de l'émetteur. Cela comprend jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif ajustable de série A (les « actions privilégiées de série A »), jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif variable de série B (les « actions privilégiées de série B ») et jusqu'à 2 000 000 d'actions privilégiées rachetables à taux de dividende cumulatif fixe de série C (les « actions privilégiées de série C »).

### a) Actions ordinaires

Les actions ordinaires émises sont présentées en détail dans les états consolidés des variations des capitaux propres.

#### Rachat d'actions ordinaires

En mars 2015, la Société a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation de renouveler son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Conformément à cette offre, la Société avait le droit de racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 1 000 000 de ses actions ordinaires. En septembre 2015, ce droit a été augmenté à 2 000 000 d'actions ordinaires. En août 2015, la Société a commencé à racheter aux fins d'annulation ses actions ordinaires. En date du 31 décembre 2015, 1 190 173 actions ordinaires avaient été rachetées et annulées à un prix moyen de 10,36 \$.

#### Débitures convertibles de 5,75 % converties en actions ordinaires

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

### b) Surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires

Des résolutions spéciales visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution ne soit versé aux actionnaires, ont été adoptées au cours des années antérieures. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

### c) Actions privilégiées

#### Actions privilégiées de série A

Le 14 septembre 2010, la Société a émis un total de 3 400 000 actions privilégiées de série A au prix de 25,00 \$ par action, pour un produit brut totalisant 85 000 \$. Les porteurs d'actions privilégiées de série A ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15<sup>e</sup> jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année. Pour la période initiale de cinq ans se clôturant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date (la « période à taux fixe initiale »), les dividendes étaient payables à un taux annuel équivalent à 1,25 \$ par action. Le taux de dividende annuel pour la période de cinq ans débutant le 15 janvier 2016 équivaut à 0,902 \$ par action.

Pour chaque période de cinq ans postérieure à la période à taux fixe initiale (chacune étant désignée comme une « période à taux fixe subséquente »), les porteurs d'actions privilégiées de série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série A correspondant à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada ayant une échéance de cinq ans à la date de calcul du taux fixe applicable, majoré de 2,79 %, pour cette période à taux fixe subséquente, multiplié par 25,00 \$.

# NOTES ANNEXES

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

---

Chaque porteur d'actions privilégiées de série A aura le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B de la Société à raison de une action privilégiée de série B pour chaque action privilégiée de série A convertie, sous réserve de certaines conditions, le 15 janvier 2016 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces cumulatifs à taux variable, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série B correspondant à la somme du taux des bons du Trésor de la période trimestrielle précédente, majoré de 2,79 % par année, établi le 30<sup>e</sup> jour avant le premier jour de la période à taux variable trimestrielle applicable, multiplié par 25,00 \$.

Les actions privilégiées de série A ne pouvaient être rachetées par la Société qu'à partir du 15 janvier 2016. Aucune n'a été rachetée à cette date. La prochaine date de rachat est le 15 janvier 2021 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite, moment auquel la Société pourra à son gré racheter les actions privilégiées de série A en circulation, que ce soit en totalité ou en partie.

## **Actions privilégiées de série C**

Le 11 décembre 2012, la Société a émis un total de 2 000 000 d'actions privilégiées de série C au prix de 25,00 \$ par action, pour un produit brut totalisant 50 000 \$. Les porteurs d'actions privilégiées de série C auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration de la Société. Les dividendes seront payables trimestriellement le 15<sup>e</sup> jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,4375 \$ par action. La Société ne pourra racheter les actions privilégiées de série C avant le 15 janvier 2018. Les actions privilégiées de série C n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs.

## **d) Paiement fondé sur des actions**

### **Régimes d'options sur actions et d'attribution d'actions liées au rendement**

La Société a un régime d'options sur actions et un régime d'attribution d'actions liées au rendement. La charge relative aux paiements fondés sur des actions est comptabilisée selon la méthode de la juste valeur. Conformément à cette méthode, les options sur actions et les actions liées au rendement sont évaluées à la juste valeur des instruments de capitaux propres à la date d'attribution.

La Société a un régime d'options sur actions qui prévoit l'attribution d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains conseillers de la Société et de ses filiales en vue d'acquérir des actions ordinaires. Les options attribuées en vertu du régime d'options sur actions seront assorties d'un prix d'exercice ne pouvant être inférieur au prix du marché des actions ordinaires à la date d'attribution de l'option, calculé selon le cours moyen des actions ordinaires, pondéré en fonction du volume, à la Bourse de Toronto, au cours des cinq jours de Bourse précédant la date d'attribution.

Le nombre maximal d'actions ordinaires de la Société pouvant être émises à l'exercice d'options attribuées aux termes du régime d'options d'achat d'actions est 4 064 123. Les actions ordinaires visées par une option qui expire ou est résiliée sans avoir été intégralement exercée peuvent être visées par une autre option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des administrateurs n'exerçant pas de fonction de gestion au sein de la Société aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Les options doivent être exercées au cours d'un délai établi par le conseil d'administration, qui ne peut dépasser dix ans suivant la date d'attribution. Les droits rattachés aux options attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis annuellement en tranches égales pendant un délai de quatre à cinq ans suivant la date d'attribution.

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



# NOTES ANNEXES

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

Le tableau suivant présente un sommaire des options sur actions en cours de la Société aux 31 décembre 2015 et 2014 :

	31 décembre 2015		31 décembre 2014	
	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
En cours au début de l'exercice	3 470	10,07	3 073	9,95
Attribuées au cours de l'exercice	—	—	397	10,96
Exercées au cours de l'exercice	(45)	8,75	—	—
Annulées au cours de l'exercice	—	—	—	—
En cours à la fin de l'exercice	3 425	10,09	3 470	10,07
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	2 830	10,04	2 252	10,08

Les options suivantes étaient en cours et pouvaient être exercées au 31 décembre 2015 :

Années d'attribution	Nombre d'options en circulation (en milliers)	Prix d'exercice (\$)	Nombre d'options pouvant être exercées (en milliers)	Année d'échéance
2007	846	11,00	846	2017
2011	770	9,88	770	2018
2012	397	10,70	298	2019
2010	618	8,75	618	2020
2013	397	9,13	198	2020
2014	397	10,96	100	2021
	3 425		2 830	

La Société applique la méthode de la comptabilisation à la juste valeur pour les options attribuées à la haute direction, lesquelles sont estimées au moyen du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes. Les paiements fondés sur des actions sont passés en charges et portés au crédit du compte de paiements fondés sur des actions, dans les capitaux propres de la Société, pour tenir compte des options attribuées.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options attribuées aux bénéficiaires au cours de l'exercice :

	31 décembre 2014
Taux d'intérêt sans risque	1,52 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,6 \$
Durée prévue des options	6 ans
Volatilité attendue	15,84 %
Juste valeur des options attribuées	0,57 \$

Aux fins des charges de rémunération, la rémunération fondée sur des actions est amortie par passation en charges selon le mode linéaire sur le délai d'acquisition des droits d'au plus cinq ans. La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des options sur actions en cours est de cinq ans. La volatilité attendue est estimée en tenant compte de la volatilité historique moyenne du prix des actions.

## e) Régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »)

La Société a mis en place un RRD à l'intention de ses actionnaires. Le 5 août 2015, la Société a décidé d'éliminer l'escompte de 2,5 % applicable au prix d'achat des actions émises à l'intention des actionnaires qui participent au RRD qui avait été instauré le 13 mai 2014. Ce régime donne la possibilité aux actionnaires ordinaires admissibles de réinvestir une partie ou la totalité des dividendes qu'ils reçoivent dans l'achat d'actions ordinaires supplémentaires de la Société, sans payer de frais, tels que des frais de courtage et de gestion. Les actions pourront être achetées soit sur le marché libre, soit par l'émission de nouvelles actions.

# NOTES ANNEXES

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

## 27. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(Perte) profit de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes	Réserve nette au titre de la conversion de devises	Risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie	Quote-part du risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie de la coentreprise	Total
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	409	(171)	238	(253)	—	(15)
Écart de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	1 689	—	1 689	—	—	1 689
(Perte) profit de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	(1 610)	(1 610)	(2 267)	64	(3 813)
Impôt différé connexe	(223)	212	(11)	590	(16)	563
Solde au 31 décembre 2015	1 875	(1 569)	306	(1 930)	48	(1 576)

	(Perte) profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	Profit (perte) de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes	Réserve nette au titre de la conversion de devises	Risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie	Quote-part du risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie de la coentreprise	Total
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2014	(148)	392	244	—	—	244
Écart de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	642	—	642	—	—	642
Perte de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	(648)	(648)	(343)	—	(991)
Impôt différé connexe	(85)	85	—	90	—	90
Solde au 31 décembre 2014	409	(171)	238	(253)	—	(15)

# NOTES ANNEXES

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

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

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Débiteurs et actifs d'impôt exigible	(1 730)	(15 463)
Charges payées d'avance et autres	913	(183)
Fournisseurs, autres créditeurs et passifs d'impôt	9 092	2 428
	8 275	(13 218)

### b) Renseignements supplémentaires

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Intérêts versés [y compris les intérêts capitalisés de 29 243 \$ (4 238 \$ en 2014)]	100 985	78 712
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	7 215	25 919
Frais de développement impayés	(4 218)	(6 812)
Coûts de transaction liés aux débetures convertibles impayés	102	—
Actions ordinaires émises à la conversion de débetures convertibles	(40 521)	—
Actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions	(68)	—
Prêts consentis à des parties liées	—	(6 798)
Variation des taux d'actualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(888)	1 097
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(8 172)	(10 191)
Immobilisation incorporelle acquise en échange d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	(325)	—
Prêts consentis à des partenaires en échange de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	(133)	—
Acquisition d'actifs pour un projet en cours de développement en échange de l'augmentation d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	—	(2 300)

# NOTES ANNEXES

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

## 29. FILIALES

### 29.1 Informations générales sur les filiales

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales significatives de la Société à la fin de la période de présentation de l'information financière.

Nom des filiales	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2015	31 décembre 2014
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	50,01 %	50,01 %
Creek Power Inc. et ses filiales	Concevoir, construire, posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	66,67 %	66,67 %
Kwoiek Creek Resources L.P. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %
Ashlu Creek Investments, L.P.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	100,00 %	100,00 %
Innergex S.E.C.	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	100,00 %	100,00 %
Big Silver Creek Power Limited Partnership	Concevoir, construire, posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	100,00 %	100,00 %
Innergex Sainte-Marguerite S.E.C.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Québec	50,01 %	50,01 %
Parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n (MU) S.E.C. <sup>2</sup>	Concevoir, construire, posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50,00 %	50,00 %

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources, L.P.

2. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans le parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n (MU) S.E.C.

# NOTES ANNEXES

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

La Société détient des filiales dont les principales activités se résument comme suit :

Activité principale	Établissement principal	Nombre de filiales	
		31 décembre 2015	31 décembre 2014
Posséder ou exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	9	9
	Ontario	4	4
	Colombie-Britannique	24	22
	États-Unis	1	1
		38	36
Posséder ou exploiter des parcs éoliens	Québec	10	10
Posséder ou exploiter une installation solaire	Ontario	2	2
Concevoir ou construire des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	6	8
	Québec	2	2
		8	10
Gestion et autres	Québec	8	6
	Ontario	12	4
	Colombie-Britannique	12	10
	États-Unis	2	2
	Europe	4	0
	Nouvelle-Écosse	2	2
		40	24
		98	82

# NOTES ANNEXES

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

## 29.2 Informations détaillées sur les filiales qui ne sont pas entièrement détenues et qui affichent des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales de la Société qui ne sont pas entièrement détenues :

Nom des filiales	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par les détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(Perte) bénéfice attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle pour les exercices clos les		Cumul des participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		31 décembre 2015	31 décembre 2014	31 décembre 2015	31 décembre 2014	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Colombie-Britannique	49,99 %	49,99 %	(4 141)	(4 177)	65 395	76 984
Creek Power Inc. et ses filiales	Colombie-Britannique	33,33 %	33,33 %	(6 369)	(15 554)	(21 116)	(14 796)
Kwoiek Creek Resources, L.P. <sup>1</sup>	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %	(2 386)	(852)	(10 372)	(7 986)
Parc éolien Mesgi'g Uqju's'n (MU) S.E.C. <sup>1</sup>	Québec	50,00 %	50,00 %	(3 123)	(7 559)	(8 862)	(5 259)
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. <sup>2</sup>	Québec	49,99 %	49,99 %	(2 042)	(1 381)	(3 418)	(1 376)
Autres	Divers	Divers	Divers	(21)	(2)	280	(156)
				(18 082)	(29 525)	21 907	47 411

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.

2. Période de 195 jours en 2014.

# NOTES ANNEXES

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

Les tableaux suivants présentent un sommaire de l'information financière relative à chaque filiale de la Société affichant des participations ne donnant pas le contrôle significatives. Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

## Harrison Hydro L.P. et ses filiales

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	16 930	31 079
Actifs non courants	631 521	646 421
	648 451	677 500
Passifs courants	15 653	19 582
Passifs non courants	461 810	462 609
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	105 593	118 325
Participations ne donnant pas le contrôle	65 395	76 984
	648 451	677 500

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	42 452	49 671
Charges	51 880	59 215
Perte nette et résultat global	(9 428)	(9 544)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(5 287)	(5 367)
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 141)	(4 177)
	(9 428)	(9 544)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'exploitation	12 377	12 799
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités de financement	(23 738)	(4 779)
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(527)	1 534
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(11 888)	9 554
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	7 448	6 798



# NOTES ANNEXES

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

## Creek Power Inc. et ses filiales

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	182 681	8 707
Actifs non courants	342 038	218 832
	524 719	227 539
Passifs courants	59 716	78 882
Passifs non courants	539 660	204 384
Déficit attribuable aux propriétaires	(53 541)	(40 931)
Déficit attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	(21 116)	(14 796)
	524 719	227 539
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
Produits	3 135	3 053
Charges	22 212	49 641
Perte nette	(19 077)	(46 588)
Autres éléments du résultat global	147	—
Total du résultat global	(18 930)	(46 588)
Perte nette attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(12 708)	(31 034)
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 369)	(15 554)
	(19 077)	(46 588)
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(12 610)	(31 034)
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 320)	(15 554)
	(18 930)	(46 588)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'exploitation	(67 876)	(969)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	373 861	122 986
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(310 482)	(116 624)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(4 497)	5 393

# NOTES ANNEXES

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

## Kwoiek Creek Resources L.P.

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	6 946	28 098
Actifs non courants	177 836	177 749
	184 782	205 847
Passifs courants	8 599	8 362
Passifs non courants	196 430	213 399
Déficit attribuable aux propriétaires	(9 875)	(7 928)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(10 372)	(7 986)
	184 782	205 847

	Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	18 553	17 969
Charges	22 886	19 235
Perte nette et résultat global	(4 333)	(1 266)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(1 947)	(414)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 386)	(852)
	(4 333)	(1 266)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	(13 990)	2 255
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités de financement	(57)	(98)
Entrées (sorties) nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	18 562	(2 986)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	4 515	(829)

# NOTES ANNEXES

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

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

En 2014, le partenaire Mi'gmaq a investi un montant de 2 300 \$ dans des parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. Cet investissement est reflété dans le compte des participations ne donnant pas le contrôle.

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	97 923	4 907
Actifs non courants	100 966	11 807
	198 889	16 714
Passifs courants	6 535	21 688
Passifs non courants	155 434	1 140
Capitaux propres (déficit) attribuable(s) aux propriétaires	45 302	(855)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(8 382)	(5 259)
	198 889	16 714
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	—	—
Charges	9 992	17 064
Perte nette	(9 992)	(17 064)
Autres éléments du résultat global	(1 639)	—
Total du résultat global	(11 631)	(17 064)
Perte nette attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(6 869)	(9 505)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 123)	(7 559)
	(9 992)	(17 064)
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(8 028)	(9 505)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 603)	(7 559)
	(11 631)	(17 064)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	(34 458)	278
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	208 758	7 451
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(174 293)	(4 708)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	7	3 021

# NOTES ANNEXES

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

## Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« SM-1 S.E.C. »)

En 2014, Desjardins a investi un montant de 5 \$ dans des parts participantes de SM-1 S.E.C. Cet investissement est reflété dans le compte des participations ne donnant pas le contrôle.

	Au 31 décembre 2015	Au 31 décembre 2014
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	1 476	2 286
Actifs non courants	134 873	138 217
	136 349	140 503
Passifs courants	6 148	6 283
Passifs non courants	120 552	120 485
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	13 067	15 111
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(3 418)	(1 376)
	136 349	140 503

	Exercice clos le 31 décembre 2015	Période de 195 jours close le 31 décembre 2014
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	10 562	4 821
Charges	14 648	7 584
Perte nette et résultat global	(4 086)	(2 763)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(2 044)	(1 382)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 042)	(1 381)
	(4 086)	(2 763)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
Entrées (sorties) nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	3 026	(233)
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(2 308)	43 366
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(666)	(42 260)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	52	873

### 29.3 Soutien financier à des entités structurées

#### **Kwoiek Creek Resources L.P.**

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

La Société est responsable du financement d'environ 20 % des coûts en capital et a prêté ce montant à Kwoiek Creek Resources L.P. ou a investi dans des parts privilégiées de cette entité. La Société a investi un montant total de 39 752 \$ dans des parts privilégiées de Kwoiek Creek Resources L.P. Cet investissement fournit à la Société des produits sous forme de distributions privilégiées.

La participation de Kwoiek Creek Resources Inc., l'autre partenaire, peut atteindre un montant maximal de 3 662 \$ sous forme de dette subordonnée.

# NOTES ANNEXES

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

Les intérêts ou les distributions sur le total de la dette subordonnée et des parts privilégiées seront payables annuellement sous réserve de la disponibilité de produits bruts. Les intérêts ou les distributions sur les parts privilégiées doivent être payés avant de procéder à toute distribution sur les parts ordinaires.

## **Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.**

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

La Société est responsable du financement par capitaux propres nécessaire au projet. La participation de Mi'gmawei Mawiomi Resources L.P., l'autre partenaire, au financement par capitaux propres peut atteindre un montant maximal de 2 300 \$.

La Société a investi un montant total de 63 315 \$ en parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. Cet investissement fournit à la Société des produits sous forme de distributions privilégiées. Le partenaire Mi'gmaq a investi un montant total de 2 300 \$ dans des parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

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

## **30. ENTREPRISES COMMUNES**

Nom des entités	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2015	31 décembre 2014
Innergex AAV, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex BDS, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex CAR, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex GM, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex MS, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Autres	Exploiter des parcs éoliens	Québec	50 %	50 %

1. Chaque société en commandite détient une participation de 38 % dans les actifs, les passifs, les produits et les charges ainsi que 50 % des droits de vote des entreprises communes.

## **31. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES**

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

## **32. INSTRUMENTS FINANCIERS**

### **a) Informations à fournir à l'égard de la juste valeur**

Des estimations de la juste valeur sont effectuées à des moments bien précis, à l'aide des renseignements disponibles au sujet de l'instrument financier visé. Ces estimations étant subjectives de nature, elles peuvent rarement être établies avec précision.

Au 31 décembre 2015, la Société a déterminé que la valeur comptable de ses actifs et de ses passifs financiers courants s'approchait de leur juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments.

# NOTES ANNEXES

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

---

Au 31 décembre 2015, la Société a déterminé que la valeur comptable de ses placements à court terme et de ses titres garantis par le gouvernement inclus dans les comptes de réserve s'approchait de leur juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments.

La juste valeur de chaque instrument de créance est estimée au moyen de pratiques standards du secteur financier conformément auxquelles les flux de trésorerie futurs prévus sont actualisés à des taux d'actualisation calculés selon le taux d'intérêt et les conditions de crédit en vigueur sur les marchés financiers à la date d'évaluation. En ce qui concerne plus particulièrement les instruments à taux fixe, les flux de trésorerie contractuels sont actualisés à un taux de rendement à l'échéance approprié. En ce qui concerne les instruments à taux variable, les taux d'intérêt contractuels futurs prévus représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice des taux d'intérêt de référence et de la marge cotée de l'instrument, tandis que les taux d'actualisation représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice de référence et d'une marge d'escompte appropriée. Les taux de rendement à l'échéance appropriés et les marges d'escompte sont estimés au moyen des cours ou des prix indicatifs disponibles des instruments de créance individuels ou des indices dont le crédit est réputé comparable aux instruments de créance sous évaluation.

En ce qui concerne la valeur comptable des dettes à long terme à taux variable, elle est inférieure d'environ 67 032 \$ à leur juste valeur estimative selon la courbe des taux de swap au 31 décembre 2015. La valeur comptable des dettes à taux fixe, des obligations et des débetures est inférieure d'environ 32 521 \$ à leur juste valeur de marché estimative selon la courbe des taux de swap au 31 décembre 2015. Tous les éléments susmentionnés sont estimés au moyen de techniques d'évaluation de niveau 2.

Les actifs ou passifs financiers qui sont évalués à la juste valeur sont des instruments financiers dérivés qui sont classés au niveau 3 lorsqu'il s'agit de clauses au titre de l'inflation des CAÉ et de dérivés incorporés, et au niveau 2 lorsqu'il s'agit de swaps de taux d'intérêt, de contrats à terme sur obligations et de contrats de change à terme.

## **b) Risque de taux d'intérêt**

La Société a contracté des dettes à taux fixe ou conclu des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme sans recours. Elle a aussi recours à des ententes de couverture sur une partie de sa facilité à terme de crédit rotatif.

En 2015, la Société a conclu de nouveaux swaps de taux d'intérêt d'une valeur nominale de 49 250 \$ et de 103 000 \$ qui viendront à échéance en 2017 et en 2026, respectivement, à un taux moyen pondéré de 0,96 % et de 1,91 %, afin de gérer ses risques relatifs à la dette à long terme de Mesgi'g Ujju's'n.

Les instruments de couverture du taux d'intérêt et les risques connexes sont décrits en détail à la note 10.

## **c) Risque de crédit**

Le risque de crédit découle de la possibilité que des pertes soient subies du fait qu'une partie ne respecte pas les modalités contractuelles.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont principalement détenus auprès d'importantes institutions financières canadiennes et, dans une moindre mesure, d'importantes institutions financières américaines.

Les instruments financiers dérivés et les risques connexes sont décrits en détail à la note 10.

Les débiteurs ainsi que les risques connexes sont décrits en détail à la note 16.

Les comptes de réserve et les risques connexes sont décrits en détail à la note 17.

## **d) Risque de liquidité**

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société à effectuer les paiements des passifs au fur et à mesure qu'ils deviennent exigibles. Certaines clauses restrictives des contrats d'emprunt à long terme pourraient également empêcher la Société de rapatrier les fonds provenant de certaines filiales.

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains instruments de couverture du taux d'intérêt. Ces options ne peuvent être exercées qu'à la date d'échéance du prêt sous-jacent. L'exercice de telles options pourrait exposer

# NOTES ANNEXES

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

la Société à un risque de liquidité. Si une option de résiliation anticipée devait être exercée, la perte réalisée présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les charges d'intérêts futures, puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêt seraient plus faibles que le taux qui est incorporé au swap.

La Société avait un fonds de roulement positif de 212 177 \$ au 31 décembre 2015 (fonds de roulement négatif de 17 387 \$ en 2014). Si nécessaire, la Société peut utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif, tel qu'il est décrit à la note 23 a), dont un montant de 180 359 \$ était disponible au 31 décembre 2015 (105 830 \$ en 2014). En outre, advenant une baisse des produits en raison de la diminution de la production ou de bris de matériel importants, la Société possède des comptes de réserve (tel qu'il est décrit à la note 17) et est couverte par des régimes d'assurance. Par conséquent, la Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour répondre à tous ses besoins.

Le tableau suivant présente les échéances des passifs financiers :

	Moins de trois mois	Entre trois mois et un an	Entre un an et cinq ans
Dividendes à verser aux actionnaires	17 892	—	
Fournisseurs et autres créditeurs	6 619	88 847	
Passifs d'impôt exigible	768	466	
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés	3 641	11 696	
Tranche à court terme de la dette à long terme	9 565	45 430	
Tranche à court terme des autres passifs	—	246	
Instruments financiers dérivés			41 078
Dette à long terme			373 481
Autres passifs			3 208
Composante passif des débentures convertibles			93 430
<b>Total</b>	<b>38 485</b>	<b>146 685</b>	<b>511 197</b>

Les échéances sont déterminées en fonction des périodes prévues pour les paiements.

## e) Risque de marché

Le risque de marché est lié aux fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier en raison de variations des cours du marché. Le risque de marché inclut le risque de change et le risque de taux d'intérêt, décrits sous des rubriques distinctes, et les autres risques de prix.

La vente d'électricité fait l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des contrats d'achat ferme de la production totale, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels. Les clauses d'inflation des prix de vente de l'électricité permettent normalement à la Société de couvrir ses augmentations de charges d'exploitation variables. Les clauses d'inflation incluses dans certains des contrats d'achat d'électricité conclus avec Hydro-Québec prescrivent un taux maximal de 6 % par année.

## f) Risque de change

Le risque de change est lié aux fluctuations du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien.

La Société possède des filiales aux États-Unis. Les produits générés par ces filiales, déduction faite des charges qu'elles engagent, sont rapatriés au Canada. Une tranche de la dette de la Société est libellée en dollars américains. Les fonds rapatriés qui ne sont pas utilisés aux fins du service de la dette libellée en dollars américains sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de conversion. Le risque net de la Société est estimé à 24 \$ pour chaque hausse de 1 % de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain. La Société utilise une tranche de sa dette libellée en dollars américains pour couvrir son placement dans ses filiales, tel qu'il est décrit à la note 10.



# NOTES ANNEXES

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

---

## 33. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Outre les engagements de la coentreprise présentés à la note 9, la Société a conclu les transactions suivantes :

### a) Contrats d'achat d'électricité

#### Installations du Québec

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à échéance entre 2016 et 2034, Hydro-Québec a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique qui lui est fournie par les installations et les parcs éoliens situés dans la province de Québec. Certaines installations sont tenues de fournir une quantité maximale et une quantité minimale convenues d'électricité au cours de chacune des périodes de douze mois consécutifs. Toutes les centrales hydroélectriques, à l'exception de la centrale Magpie, peuvent renouveler leurs CAÉ pour des périodes identiques.

En 2015, le total des produits provenant d'Hydro-Québec s'est élevé à 104 110 \$ (94 668 \$ en 2014), ce qui représente 42 % des produits de la Société (39 % en 2014). La Société dépend d'Hydro-Québec, du point de vue économique, étant donné l'importance des produits qu'elle en retire.

#### Installations de la Colombie-Britannique

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 40 ans et qui viennent à échéance entre 2016 et 2055, British Columbia Hydro and Power Authority a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique qui lui est fournie par les installations situées dans la province de la Colombie-Britannique.

En 2015, le total des produits provenant de British Columbia Hydro and Power Authority s'est élevé à 104 293 \$ (107 195 \$ en 2014), ce qui représente 42 % des produits de la Société (44 % en 2014). La Société dépend de British Columbia Hydro and Power Authority, du point de vue économique, étant donné l'importance des produits qu'elle en retire.

#### Installations de l'Ontario

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 30 ans et qui viennent à échéance entre 2025 et 2032, Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique qui leur est fournie par les installations situées en Ontario.

Le total des produits provenant des installations de l'Ontario s'est élevé à 21 228 \$ (22 366 \$ en 2014), ce qui représente 9 % des produits de la Société (9 % en 2014).

#### Installation de l'Idaho

Aux termes d'un CAÉ, d'une durée de 35 ans et qui vient à échéance en 2030, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité qui lui est fournie par Horseshoe Bend Hydroelectric Corporation.

Le total des produits provenant d'Idaho Power Company s'est élevé à 3 826 \$ (3 398 \$ en 2014), ce qui représente 2 % des produits de la Société (1 % en 2014).

### b) Autres engagements

#### Parcs éoliens

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements liés à des montants à mettre de côté pour le démantèlement des composantes des parcs éoliens, ainsi que des engagements envers certaines municipalités environnantes, envers des propriétaires de terrains et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

Les filiales et/ou coentreprises se sont également engagées en vertu d'options visant des contrats de location à l'égard de projets en cours de développement.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.**

Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. a conclu divers contrats à l'égard de la construction d'un parc éolien.

## **Centrale d'Ashlu Creek**

Ashlu Creek Investments Limited Partnership a des ententes de redevances établies en fonction d'un pourcentage des produits bruts. La participation dans les actifs du projet sera cédée à une Première Nation au quarantième anniversaire de la date de début d'exploitation commerciale, pour une contrepartie financière symbolique.

## **Centrale de Big Silver Creek**

Big Silver Creek Power L.P. a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

## **Centrale de Boulder Creek**

Boulder Creek LP a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

## **Installations de Brown Miller**

Brown Miller Power L.P. a plusieurs ententes de redevances établies en fonction d'un pourcentage des produits bruts ou de la production.

## **Installation de Glen Miller**

Glen Miller Power, Limited Partnership a conclu un contrat de location de 30 ans se terminant en décembre 2035 à l'égard de l'emplacement qui est en exploitation commerciale. Le contrat de location comporte une option de prolongation de 15 ans selon des modalités à négocier.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à rendre l'installation au locateur de l'emplacement, à la fin du contrat de location, sans contrepartie.

## **Harrison Hydro L.P.**

La participation dans Douglas Creek Project L.P. et dans Tipella Creek Project L.P. sera cédée à une Première Nation au sixantième anniversaire de la date de début d'exploitation commerciale, sans contrepartie financière.

Harrison Hydro L.P. a conclu des accord aux termes desquels elle doit verser des redevances annuelles fondées sur un pourcentage des produits bruts.

## **Centrale de Kwoiek Creek**

Accord de redevances

Kwoiek Creek Resources L.P. a conclu des accords aux termes desquels elle versera des redevances annuelles fondées sur un pourcentage des produits bruts, déduction faite des coûts d'exploitation.

Entente de partenariat

Quarante ans après le début des activités, la propriété de la Société sera transférée à l'autre commanditaire. Par la suite, la Société recevra une redevance fondée sur un pourcentage des produits bruts, déduction faite des coûts d'exploitation.

## **Centrale Magpie**

La Société en commandite Magpie a plusieurs ententes de redevances établies en fonction des produits bruts ou de la production.

# NOTES ANNEXES

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

## Installation de Northwest Stave

Northwest Stave River Hydro LP a conclu des accords aux termes desquels elle versera des redevances annuelles fondées sur un pourcentage des produits bruts.

## Installation de Rutherford Creek

Rutherford L.P. a convenu de verser un certain montant aux anciens propriétaires après l'expiration du CAÉ de Rutherford Creek. Ce montant est fonction de la différence entre le prix de vente d'électricité alors en vigueur et le dernier prix de vente d'électricité aux termes du contrat, ajusté chaque année après la fin de ce contrat à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC au cours des douze derniers mois. Ce montant correspondra à 35 % des produits bruts attribuables à cette différence, pour la période de 20 ans suivant l'expiration du contrat d'achat d'électricité. La portion du paiement correspondra à 30 % des produits bruts attribuables à cette différence après la période de 20 ans. Cette obligation est garantie par la centrale de Rutherford L.P., mais subordonnée à l'emprunt à terme de 39 378 \$ décrit à la note 23 g).

## Stardale Solar L.P.

Stardale Solar L.P. a conclu un contrat d'exploitation et d'entretien du parc solaire.

## Centrale de Tretheway

Accord de redevances

Tretheway Creek Power LP a conclu des accords aux termes desquels elle versera des redevances annuelles fondées sur un pourcentage des produits bruts.

Entente de partenariat

Cinquante pourcent de la participation sera cédée à une Première Nation au quarantième anniversaire de la date de début d'exploitation commerciale, sans contrepartie financière.

## Centrale d'Upper Lillooet

Upper Lillooet River LP a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

## Contrats de location simple

La Société s'est engagée en vertu de contrats de location simple à long terme qui arriveront à échéance entre 2017 et 2020.

## Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2015, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Année du paiement prévu	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
2016	124 962	24 676	10 674	359 036	519 348
2017	108 469	23 076	10 377	12 200	154 122
2018	111 026	22 829	10 027	10 548	154 430
2019	157 423	73 807	9 963	54 952	296 145
2020	108 593	21 956	9 911	103 995	244 455
Par la suite	3 324 804	335 976	92 545	25 199	3 778 524
Total	3 935 277	502 320	143 497	565 930	5 147 024

# NOTES ANNEXES

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

---

## Éventualités

La Société est assujettie à diverses réclamations qui surviennent dans le cours normal des activités. La direction estime que des provisions suffisantes ont été constituées dans les comptes. Bien qu'il soit impossible d'estimer l'importance des coûts et des pertes éventuels, le cas échéant, la direction estime que le dénouement final de ces éventualités n'aura aucune incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

## 34. INFORMATIONS À FOURNIR CONCERNANT LE CAPITAL

La stratégie de la Société quant à la gestion de son capital consiste i) à aménager ou à acquérir des installations de production d'énergie de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi et ii) à distribuer des dividendes stables.

La Société compte atteindre ses objectifs :

- en préservant la capacité de production et en améliorant l'exploitation de ses centrales hydroélectriques, de ses parcs éoliens et de son installation solaire;
- en acquérant et en aménageant de nouvelles installations de production d'énergie.

La Société maintient sa capacité de production en investissant les liquidités nécessaires pour entretenir et constamment mettre à niveau son matériel. La Société investit également environ 1 300 \$ par année dans une réserve pour travaux d'entretien majeurs afin de financer tout travail d'entretien important des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens ou de l'installation solaire qui pourrait être nécessaire pour préserver la capacité de production de la Société.

La Société détermine le montant du capital requis, et sa répartition entre la dette et les capitaux propres, aux fins de l'acquisition et de l'aménagement de nouvelles installations de production d'électricité en fonction des caractéristiques propres en matière de stabilité et de croissance de chacune des installations. Cette détermination vise à assurer la distribution d'un dividende stable tout en maintenant un niveau d'endettement acceptable.

La Société détient une réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne. Cette réserve pourrait être utilisée dans le cas où l'encaisse distribuable nette pour n'importe quelle année serait moins élevée que prévu en raison des fluctuations normales en matière d'hydrologie ou de régime de vent, ou encore en raison d'autres facteurs imprévus.

Le capital de la Société est composé de la dette à long terme, de débentures convertibles et de capitaux propres. Le total du capital s'élevait à 2 780 420 \$ à la fin de l'exercice.

Les capitaux propres de la Société servent principalement à financer le développement de projets. La Société a recours à la dette à long terme pour financer la construction de ses installations. Elle prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen de financement par emprunts à long terme sans recours.

Le développement et la construction futurs de nouvelles installations, le développement de projets, les charges liées aux projets potentiels et les autres dépenses d'investissement seront financés au moyen des fonds provenant de l'exploitation des installations de la Société, des emprunts et/ou de l'émission d'actions additionnelles. Si les sources de capital externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'investir les capitaux nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes sera compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables afin de financer le développement ou l'expansion.

En vertu des modalités de la facilité à terme de crédit rotatif décrites à la note 23 a), la Société a besoin de maintenir un ratio de levier financier et un ratio de couverture des intérêts. Si les ratios ne sont pas atteints, le prêteur a la capacité de rappeler la facilité.

En ce qui concerne le financement sans recours propre à des projets précis, certaines filiales de la Société doivent maintenir un ratio de couverture de la dette minimal. Si les ratios du financement d'un projet en particulier ne sont pas atteints, les prêteurs pourraient rappeler ce prêt. Certaines clauses financières restrictives pourraient également empêcher les filiales de verser des distributions à la Société.

# NOTES ANNEXES

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

Toutes les clauses restrictives sont revues sur une base régulière par la Société. Au cours de l'exercice, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières liées à leurs conventions de crédit.

Les objectifs, les politiques et les procédures en matière de gestion de capital de la Société visent à assurer la stabilité et la durabilité du dividende à payer à ses actionnaires et le développement ou l'acquisition d'installations de production d'énergie. Les objectifs étaient identiques pour les exercices précédents.

## 35. INFORMATION SECTORIELLE

### Secteurs géographiques

La Société détient des participations dans 26 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et une installation solaire au Canada, ainsi qu'une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les produits générés par la centrale hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 3 826 \$ (3 398 \$ en 2014), soit un apport de 1,5 % (1,4 % en 2014) aux produits consolidés de la Société pour ces périodes.

### Principaux clients

Les principaux clients sont des clients externes dont les transactions avec la Société représentent 10 % ou plus des produits annuels de la Société. La Société a identifié deux principaux clients. Les ventes de la Société à ces principaux clients sont les suivantes :

Principaux clients	Secteur	Exercices clos les 31 décembre	
		2015	2014
British Columbia Hydro and Power authority	Production hydroélectrique	104 293	107 195
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	104 110	94 668
		208 403	201 863

### 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, perte de valeur des frais de développement de projets, montant net des autres charges (produits), quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés. La Société comptabilise au coût les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à celui de la production hydroélectrique, de la production éolienne ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

Les activités des secteurs opérationnels de la Société sont menées par des équipes distinctes, car chaque secteur nécessite des compétences particulières.

# NOTES ANNEXES

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	173 567	56 691	16 611	—	246 869
Charges :					
Charges d'exploitation	30 696	9 512	730	—	40 938
Frais généraux et administratifs	7 747	3 497	153	2 791	14 188
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	8 005	8 005
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	135 124	43 682	15 728	(10 796)	183 738
Charges financières					83 130
Autres charges, montant net					116 764
Perte avant impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					(16 156)
Amortissement des immobilisations corporelles					53 261
Amortissement des immobilisations incorporelles					22 217
Perte de valeur des frais de développement de projets					51 719
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(1 562)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(81 368)
Perte avant impôt sur le résultat					(60 423)

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

# NOTES ANNEXES

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

## Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	171 029	53 971	16 834	—	241 834
Charges :					
Charges d'exploitation	30 828	9 538	1 146	—	41 512
Frais généraux et administratifs	8 205	3 798	159	2 902	15 064
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	5 696	5 696
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	131 996	40 635	15 529	(8 598)	179 562
Charges financières					86 537
Autres charges, montant net					7 797
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					85 228
Amortissement des immobilisations corporelles					53 145
Amortissement des immobilisations incorporelles					20 947
Quote-part de la perte des coentreprises					701
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					121 685
Perte avant impôt sur le résultat					(111 250)

## Au 31 décembre 2014

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



# NOTES ANNEXES

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

---

## 36. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

### a) Dividendes déclarés par le conseil d'administration

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par action privilégiée de série A (\$)	Dividende par action privilégiée de série C (\$)
24/02/2016	31/03/2016	15/04/2016	0,16	0,2255	0,359375

### 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 son emprunt à 109 000 \$ et de réduire son taux de marge applicable de 0,625 %.

### c) 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.

# RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

## INSCRIPTION BOURSIÈRE

Les titres de la Société sont inscrits à la Bourse de Toronto («TSX»).

SYMBOLE TSX	
Actions ordinaires	INE
Actions privilégiées de série A	INE.PR.A
Actions privilégiées de série C	INE.PR.C
Débetures convertibles	INE.DB.A

La Société fait partie des indices boursiers suivants :

- l'indice composé S&P/TSX,
- l'indice composé de dividendes S&P/TSX,
- l'indice composé à dividendes élevés S&P/TSX,
- l'indice des titres à petite capitalisation S&P/TSX, et
- l'indice des énergies renouvelables et des technologies propres S&P/TSX.

## ACTIONS ORDINAIRES (TSX : INE)

Innergex énergie renouvelable inc. avait 103 938 636 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 11,33 \$ l'action, au 31 décembre 2015. Les actions de la Société se négocient à la Bourse de Toronto.

## ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE A (TSX : INE.PR.A)

Innergex énergie renouvelable inc. a 3 400 000 actions privilégiées de série A en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende privilégié annuel au comptant de 0,902 \$ l'action, payable trimestriellement le 15<sup>e</sup> jour de janvier, avril, juillet et octobre. Les actions privilégiées de série A ne sont pas rachetables par la Société avant le 15 janvier 2021.

## ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE C (TSX : INE.PR.C)

Innergex énergie renouvelable inc. a 2 000 000 actions privilégiées de série C en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende à taux fixe privilégié annuel au comptant de 1,4375 \$ l'action, payable trimestriellement le 15<sup>e</sup> jour de janvier, avril, juillet et octobre. Les actions privilégiées de série C ne sont pas rachetables par la Société avant le 15 janvier 2018.

## DÉBENTURES CONVERTIBLES (TSX : INE.DB.A)

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures convertibles d'un capital global de 100,0 millions \$, portant intérêt au taux de 4,25 % et payable semestriellement le 28 février et le 31 août de chaque année, à compter du 28 février 2016. Les débetures seront convertibles au gré du porteur, en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 15,00 \$ l'action, soit un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débetures. Les débetures viendront à échéance le 31 août 2020 et ne pourront pas être rachetées

au gré de la Société avant le 31 août 2018, sauf dans certaines circonstances limitées. Les débetures convertibles sont subordonnées à tous les autres titres de créance de la Société.

## NOTES DE CRÉDIT

	STANDARD & POOR'S
Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-
Actions privilégiées de série A	P-3
Actions privilégiées de série C	P-3

## AGENT DE TRANSFERT ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Pour toute demande de renseignements concernant les certificats d'actions, le paiement de dividendes, un changement d'adresse, ou la livraison électronique de documents destinés aux actionnaires (tels que les rapports trimestriels et annuels et la circulaire de la direction), veuillez contacter notre agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres :

## Services aux investisseurs Computershare inc.

1500, boul. Robert-Bourassa, bureau 700  
Montréal QC Canada H3A 3S8  
Téléphone : 1-800-564-6253 ou 514-982-7555  
Courriel : service@computershare.com  
Site web : computershare.com

## RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DE DIVIDENDES (RRD)

Innergex énergie renouvelable inc. offre un régime de réinvestissement de dividendes (RRD) à l'intention de ses actionnaires ordinaires. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquiescer 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 du Canada, l'agent responsable du régime. Veuillez noter que, si vous souhaitez adhérer au RRD mais détenez vos actions par l'entremise d'un courtier ou d'une institution financière, vous devez communiquer avec cet intermédiaire et lui demander d'adhérer au RRD en votre nom.

## AUDITEUR INDÉPENDANT

Deloitte S.E.N.C.R.L. / s.r.l.

## POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES ET HISTORIQUE DES PAIEMENTS

La Société a l'intention de verser un dividende annuel de 0,64 \$ par action ordinaire, payable

trimestriellement<sup>1</sup>. La politique de dividende de la Société est déterminée par son conseil d'administration et se fonde sur les résultats opérationnels, les flux de trésorerie et le bilan financier de la Société, les clauses restrictives de ses dettes, ses perspectives de croissance à long terme, les critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés aux fins de la déclaration de dividendes, et autres critères importants.

HISTORIQUE DE PAIEMENTS	2015	2014	2013
Premier trimestre	0,155 \$	0,150 \$	0,145 \$
Deuxième trimestre	0,155 \$	0,150 \$	0,145 \$
Troisième trimestre	0,155 \$	0,150 \$	0,145 \$
Quatrième trimestre	0,155 \$	0,150 \$	0,145 \$
	0,620 \$	0,600 \$	0,580 \$

<sup>1</sup> Le 24 février 2016, le conseil d'administration a annoncé une augmentation de 0,02 \$ du dividende annuel que la Société a l'intention de verser aux détenteurs d'actions ordinaires, à 0,64 \$ annuel par action ordinaire, payable trimestriellement.

## PRIX DE L'ACTION :

1<sup>ER</sup> JANVIER - 31 DÉCEMBRE 2015

SOMMET - CREUX SUR 52 SEMAINES : 12,24 \$ - 9,87 \$



## ASSEMBLÉE ANNUELLE DES ACTIONNAIRES

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu : le mardi 10 mai 2016, à 16 h (HAE) au Club St-James  
1145 avenue Union, Montréal (Québec) H3B 3C2

L'Avis de convocation à l'assemblée annuelle des actionnaires et la Circulaire d'information de la direction – sollicitation des procurations d'Innergex énergie renouvelable inc. seront disponibles au plus tard le 31 mars 2016 sur la page Investisseurs de notre site Web. Des copies papier peuvent être fournies sur demande.

## RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS

Pour toute demande de renseignements financiers, de mises à jour concernant la Société, de communiqués de presse récents et de présentations, veuillez contacter :

### Jean Perron, CPA, CA

Chef de la direction financière

Tél. : 450 928-2550, poste 239 / [jperron@innergex.com](mailto:jperron@innergex.com)

Ou visitez le [www.innergex.com](http://www.innergex.com).

This document is available in English.

For an electronic version, please visit our website at [www.innergex.com](http://www.innergex.com).

For hard copies, please contact [info@innergex.com](mailto:info@innergex.com).



**INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.**

**Bureau de Longueuil :** 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255  
Longueuil (Québec) Canada J4K 5G4

**Bureau de Vancouver :** 666, rue Burrard - Park Place, bureau 200  
Vancouver (Colombie-Britannique) Canada V6C 2X8

**[www.innergex.com](http://www.innergex.com)**  
[info@innergex.com](mailto:info@innergex.com)

**INNERGEX**

| Énergie renouvelable.  
| Développement durable.