

# EN REVUE

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC. REVUE ANNUELLE

**INNERGEX**  
ÉDITION **2013**

## Nous faisons partie de la solution

Michel Letellier, président et chef de la direction, positionne Innergex comme partie intégrante de la solution aux changements climatiques

12

## La diversification est essentielle à un portefeuille équilibré

Un aperçu des actifs d'Innergex

16

## Le partenariat sous toutes ses formes

Pour Innergex, le partenariat consiste à «partager l'effort pour partager le succès»

24

## Développer de façon durable, c'est d'abord assumer ses responsabilités environnementales

Innergex a fait de la durabilité environnementale la clef de voûte de sa stratégie de développement

30

2013

# PARTAGER L'EFFORT PO

## MISE EN GARDE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, ce document 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 : « approximativement », « pourrait », « devrait », « fera », « pouvoir », « estimer », « anticiper », « planifier », « prévoir », « perspectives », « intention » ou « croit », ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les projections ou attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent document. **INFORMATION FINANCIÈRE PROSPECTIVE** : l'information prospective comprend l'information financière prospective ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits et le BAIIA ajusté prévus, ou les coûts de projets estimés, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, d'acquisitions récemment annoncées, 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 basée sur certaines principales hypothèses 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 œuvre sa stratégie; sa capacité à accéder à des ressources en capital suffisantes; le risque de liquidité associé aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la capacité de développer de nouvelles installations; l'obtention de permis; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; la déclaration de dividendes à la discrétion du conseil d'administration; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité; la capacité de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en matériaux; les changements réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées; les frais liés aux droits de propriété foncière et aux permis d'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; la sécurité des barrages; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; les limites de l'assurance; une notation de crédit qui peut ne pas refléter la performance réelle de la Société; la possibilité de responsabilité non divulguée liée aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis; le défaut d'obtenir les avantages des acquisitions; le défaut de conclure l'acquisition des centrales hydroélectriques et du projet en développement d'Hydroméga; l'introduction à l'exploitation d'un parc solaire photovoltaïque; et la fluctuation des produits provenant de la centrale Miller Creek en raison du prix au comptant Mid-C de l'électricité. Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective contenue dans ce document est faite en date du 25 février 2014 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 postérieures à la date du présent document ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige. **Les principales hypothèses et les principaux risques et incertitudes liés à l'information prospective contenue dans ce document sont pleinement exposés à la page 38 de ce document.**

**MISE EN GARDE SUR LES MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX IFRS**  
Certaines mesures mentionnées dans le présent document ne sont pas des mesures reconnues en vertu des IFRS, et sont donc susceptibles de ne pas être comparables à celles 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 ses capacités de production et de génération de liquidités, 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, la marge de BAIIA ajusté, le 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 » visent les produits moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels. Les références à la « marge de BAIIA ajusté » visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel, moins les dépenses en immobilisations destinées à l'entretien et nettes des produits de cession, le remboursement prévu du principal 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, ainsi que des 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 et qui comprennent les coûts de transaction liés à des acquisitions, les pertes ou gains réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets, et les montants reçus par des filiales non entièrement détenues au titre de services de transmission devant être fournis à d'autres filiales. Les références au « Ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. Les investisseurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net et que les Flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déterminés conformément aux IFRS.

10 mai 2013

## Nouveau projet éolien en développement

Le partenaire d'Innergex, l'Assemblée des communautés Mi'gmaq du Québec, se voit attribuer 150 MW pour un projet éolien en Gaspésie, Québec. En décembre 2013, les partenaires signent une lettre d'intention avec Hydro-Québec Distribution pour un contrat d'achat d'électricité de 20 ans, sous réserve d'un décret en conseil du gouvernement du Québec. La mise en service de ce projet est prévue en 2016.



## De l'énergie renouvelable pour un futur durable

Des centrales hydroélectriques aux parcs éoliens et solaires, découvrez les activités d'Innergex.

4



25 juillet 2013

## Acquisition d'une centrale hydroélectrique au Québec

Innergex complète l'acquisition de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Magpie, dont la puissance installée est de 40,6 MW et dont la production annuelle moyenne atteint 185 GWh.

## Principes clés

Innergex adhère à des principes clés, afin d'apporter une solution aux défis énergétiques d'aujourd'hui et de demain, de protéger l'environnement tout en optimisant l'utilisation de ressources naturelles pour produire de l'électricité, et enfin de mériter et de maintenir son acceptabilité sociale.

15

EN REVUE

EN REVUE est une publication d'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

EN REVUE peut également être consulté en ligne à [www.innergex.com](http://www.innergex.com)



## Viger-Denonville, le projet d'une communauté tout entière

En 2013, Viger-Denonville fut le premier parc éolien communautaire issu de l'appel d'offres de 2009 à être mis en service. Un remarquable exemple de collaboration.

# 20

29 novembre 2013

## Inauguration officielle du parc éolien Viger-Denonville

Innergex et la MRC de Rivière-du-Loup célèbrent officiellement la mise en service du parc éolien communautaire Viger-Denonville, en exploitation commerciale depuis le 19 novembre 2013.



20 décembre 2013

## Innergex incluse dans plusieurs indices S&P/TSX

Dans le cadre de la révision trimestrielle de la famille d'indices S&P/TSX, Innergex est ajoutée à l'indice composé S&P/TSX, ainsi qu'à l'indice de dividendes composé S&P/TSX, l'indice de revenus sur les actions S&P/TSX et l'indice composé à faible volatilité S&P/TSX. La société faisait déjà partie de l'indice des titres à petite capitalisation S&P/TSX et de l'indice des énergies renouvelables et des technologies propres S&P/TSX.

## Agir autrement

L'histoire de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Kwoiek Creek.

# 22



## Dividendes et taux d'intérêt

M. Jean La Couture, président du conseil d'administration, fait le point sur le versement des dividendes de la société et son exposition à la hausse des taux d'intérêt.

# 32

Février 2014

## Mise en service de deux centrales en Colombie-Britannique

Innergex met en service deux nouvelles centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique: la centrale Northwest Stave River, de 17,5 MW, acquise à l'étape de projet en développement dans le cadre de l'acquisition Cloudworks en 2011, et la centrale Kwoiek Creek, de 49,9 MW, développée en partenariat avec la bande indienne de Kanaka Bar. Ces centrales ont été achevées dans les délais et selon leur budget en décembre 2013 et leur mise en service est entrée en vigueur le 18 décembre 2013 et le 1<sup>er</sup> janvier 2014, respectivement.

## Activités de financement

Innergex est demeurée active sur le marché des capitaux en 2013. En mai, elle a clôturé un financement de projet de 72 M\$ pour la centrale hydroélectrique Northwest Stave River; en juin, elle a refinancé avec succès le parc éolien Carleton avec une dette liée au projet de 53 M\$ et elle a prolongé sa facilité à terme de crédit rotatif de 425 M\$ jusqu'en 2018; puis, en août, la société et son partenaire ont clôturé un financement de projet de 62 M\$ pour le parc éolien communautaire Viger-Denonville.

## Tableau de bord

- Faits saillants financiers et opérationnels
- Compte rendu d'activités

ET PLUS

# 36



17 décembre 2013

## Ententes avec une Première Nation concernant un projet éolien potentiel

Innergex et la Première Nation Saik'uz signent une lettre d'intention et un protocole d'entente sur le savoir traditionnel, en vue du développement d'un projet éolien à Nulki Hills, près de Vanderhoof, en Colombie-Britannique.




# DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE POUR UN FUTUR DURABLE

**I**NNERGEX EXPLOITE ACTUELLEMENT UN PORTEFEUILLE DE 25 CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES AU FIL DE L'EAU, DONT 13 SONT SITUÉES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE, HUIT AU QUÉBEC, TROIS EN ONTARIO ET UNE AUX ÉTATS-UNIS, POUR UN TOTAL DE 517 MW DE PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE. L'HYDROÉLECTRICITÉ DEMEURE AUJOURD'HUI LA PLUS IMPORTANTE SOURCE D'ÉNERGIE POUR L'ENTREPRISE ET CELLE QU'ELLE PRIVILÉGIE, CELLE-CI REPRÉSENTANT 70 % DE SA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2013. L'ENTREPRISE DEMEURE TRÈS ACTIVE DANS CE SECTEUR. EN 2013, ELLE A COMPLÉTÉ L'ACQUISITION DE LA CENTRALE

MAGPIE (DE 40,6 MW) AU QUÉBEC ET ELLE A ACHEVÉ LA CONSTRUCTION DES CENTRALES KWOIEK CREEK (49,9 MW) ET NORTHWEST STAVE RIVER (17,5 MW) EN COLOMBIE-BRITANNIQUE, LESQUELLES ONT ÉTÉ MISES EN SERVICE À LA FIN DE L'ANNÉE. L'AJOUT DE CES TROIS INSTALLATIONS A AUGMENTÉ DE 26% LA PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE D'INNERGEX. LA SOCIÉTÉ POSSÈDE ÉGALEMENT QUATRE PROJETS HYDROÉLECTRIQUES EN DÉVELOPPEMENT AVEC CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN COLOMBIE-BRITANNIQUE, QUI DEVRAIENT TOUS ÊTRE EN SERVICE D'ICI LA FIN DE 2016.

Innergex énergie renouvelable inc. est un chef de file canadien de l'industrie de l'énergie renouvelable fondé en 1990. L'entreprise développe, détient et exploite des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires, et elle exerce ses activités au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique, de même que dans l'Idaho, aux États-Unis. En 2013, l'entreprise a produit 2 382 GWh d'électricité et généré des revenus de 198 millions de dollars. En date du mois de février 2014, son portefeuille d'actifs comprend 32 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 672 MW et cinq projets en développement d'une puissance installée nette totale de 210 MW, pour lesquels des contrats d'achat d'électricité ont été obtenus. Innergex possède également plusieurs projets potentiels d'une puissance nette totale de plus de 2 900 MW. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole « INE ».






**L**INNERGEX EXPLOITE ACTUELLEMENT UN PORTEFEUILLE DE SIX PARCS ÉOLIENS AU QUÉBEC, D'UNE PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE TOTALE DE 614 MW. CELA COMPREND LE PARC ÉOLIEN COMMUNAUTAIRE VIGER-DENONVILLE DE 24,6 MW, MIS EN SERVICE EN NOVEMBRE 2013 ET QUI CONSTITUE NON SEULEMENT LE PREMIER PARC ÉOLIEN EN EXPLOITATION ISSU DE L'APPEL D'OFFRES ÉOLIEN COMMUNAUTAIRE DE LA PROVINCE EN 2009, MAIS ÉGALEMENT LE PREMIER PROJET ÉOLIEN DE LA SOCIÉTÉ DÉVELOPPÉ EN COENTREPRISE AVEC UNE MUNICIPALITÉ. DE PLUS, EN DÉCEMBRE 2013, LE PARTENARIAT FORMÉ D'INNERGEX ET DES COMMUNAUTÉS MI'GMAQ DU QUÉBEC A SIGNÉ UNE LETTRE D'INTENTION AVEC HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION POUR UN CONTRAT D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ DE 20 ANS POUR UN PROJET ÉOLIEN DE 150 MW, SOUS RÉSERVE D'UN DÉCRET EN CONSEIL DU GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. LA MISE EN SERVICE DE CE PROJET EST PRÉVUE EN 2016.





PARC SOLAIRE STARDALE, EN ONTARIO.





INNERGEX A MIS EN SERVICE SON PREMIER PARC SOLAIRE EN MAI 2012. CELA CONSTITUAIT UNE AUTRE ÉTAPE IMPORTANTE POUR L'ENTREPRISE, CAR CETTE NOUVELLE SOURCE D'ÉNERGIE LUI PROCURE À LA FOIS DE LA DIVERSIFICATION ET DES POSSIBILITÉS DE CROISSANCE. STARDALE EST UN PARC SOLAIRE DE 33,2 MW<sub>dc</sub> SITUÉ À HAWKESBURY EST, EN ONTARIO.

SES 144 072 PANNEAUX SOLAIRES FOURNISSENT ASSEZ D'ÉLECTRICITÉ POUR ALIMENTER PLUS DE 3 200 FOYERS ONTARIENS CHAQUE ANNÉE. À CE JOUR, LA PERFORMANCE DE STARDALE SURPASSE LES ATTENTES. INNERGEX EST D'AVIS QUE LA TECHNOLOGIE SOLAIRE EST ÉPROUVÉE, SIMPLE ET FIABLE ET ELLE COMPTE ACCROÎTRE SA PRÉSENCE DANS CE SECTEUR.

ENERGEX CONTINUE D'ALLER DE L'AVANT AVEC SON AMBITIEUX PROGRAMME DE DÉVELOPPEMENT QUI COMPTE CINQ PROJETS ACTUELLEMENT, DONT UN PROJET ÉOLIEN AU QUÉBEC ET QUATRE PROJETS HYDROÉLECTRIQUES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE.

LES ACTIVITÉS DE CONSTRUCTION ONT COMMENCÉ DURANT LE QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2013 POUR LES PROJETS TRETHERWAY CREEK, UPPER LILLOOET RIVER ET BOULDER CREEK, TANDIS QU'ELLES

SONT CENSÉES COMMENCER AU PRINTEMPS 2014 POUR LE PROJET BIG SILVER CREEK. CES QUATRE PROJETS DEVRAIENT TOUS ÊTRE MIS EN SERVICE D'ICI LA FIN DE 2016.

AU QUÉBEC, LA SOCIÉTÉ ET SON PARTENAIRE AUTOCHTONE, LES COMMUNAUTÉS MI'GMAQ DU QUÉBEC, CONTINUENT DE FAIRE PROGRESSER LE PROJET ÉOLIEN MESGI'G UGJU'S'N. EN 2013, L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE DU PROJET A ÉTÉ COMPLÉTÉE ET SOUMISE AU MINISTÈRE DU

DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. EN DÉCEMBRE 2013, LES PARTENAIRES ONT SIGNÉ UNE LETTRE D'INTENTION AVEC HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION POUR UN CONTRAT D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ DE 20 ANS, SOUS RÉSERVE D'UN DÉCRET EN CONSEIL DU GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. LA CONSTRUCTION DE CE PROJET DEVRAIT COMMENCER EN 2015 ET SA MISE EN SERVICE DEVRAIT S'EFFECTUER EN 2016.



Innergex est aujourd'hui reconnue comme un chef de file dans le développement, la construction, l'exploitation, l'entretien et le financement de projets d'énergie renouvelable. Au fil des ans et de ses succès – d'abord dans l'hydroélectricité au fil de l'eau, puis dans l'éolien et tout récemment dans le solaire –, elle a aussi acquis une réputation de pionnière canadienne de l'industrie de l'énergie renouvelable.



*Michel Letellier est président et chef de la direction d'Innergex depuis 2007. Il s'est joint à l'équipe d'Innergex en 1997 et œuvre dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990.*

## ENTREVUE

# NOUS FAISONS PARTIE DE LA SOLUTION

Michel Letellier, président et chef de la direction, positionne Innergex comme partie intégrante de la solution aux changements climatiques.

**N**ous entendons beaucoup parler de surplus d'électricité ces temps-ci. Quelle est votre position?

Les journaux accordent effectivement une large couverture aux surplus d'électricité, qui semblent constituer un important défi à travers tout le pays présentement. Les déséquilibres cycliques entre l'offre et la demande sont chose courante pour toute industrie, mais plus particulièrement pour le secteur de l'électricité, où l'offre et la demande sont désynchronisées de façon notable. Innergex œuvrant dans ce secteur depuis plus de 20 ans, nous avons été témoins de plusieurs cycles de ce genre et savons que nous en verrons de nombreux autres dans les années à venir. La vraie question est: qu'arrivera-t-il lorsque ces surplus auront disparu?

**A**lors, quel est le vrai défi que nous devons relever?

Le vrai défi est que les gens doivent avoir accès à une énergie qui est fiable, abordable, propre et renouvelable.

La planification de l'approvisionnement énergétique est une responsabilité politique. C'est précisément lorsque nous sommes en période de surplus que les gouvernements doivent planifier leurs besoins énergétiques, non seulement parce que de nouvelles infrastructures prennent du temps à construire, mais aussi parce que c'est à ce moment-là qu'ils peuvent se permettre de prendre d'importantes décisions en matière de politiques et des engagements qui auront un impact durable.

Brown Lake, en Colombie-Britannique.

La vision d'Innergex est de produire de l'énergie durable pour un futur plus vert.

## E t c'est ici que vous entrez en jeu?

L'énergie renouvelable fait partie de la solution aux changements climatiques. Notre énergie ne produit aucun gaz à effet de serre et ses sources sont inépuisables.

## M ais un virage vers l'énergie renouvelable ne coûtera-t-il pas plus cher?

Le coût de l'énergie renouvelable est déjà concurrentiel. Par exemple, nous pouvons construire une centrale hydroélectrique au fil de l'eau avec un prix de contrat d'environ 0,08 \$ le kWh au Québec et d'environ 0,10 \$ le kWh en Colombie-Britannique, ce qui est comparable à ce qu'il en coûte aux entreprises de services publics. Pour sa part, l'énergie éolienne coûte environ 0,09 \$ le kWh dans ces marchés.

De plus, contrairement à l'énergie fossile, le coût de l'énergie renouvelable peut présenter un avantage supplémentaire du fait qu'il est généralement fixé pour de longues périodes – typiquement 20 à 40 ans – par l'entremise de contrats d'achat d'électricité à long terme. Cela offre aux services publics, et ultimement aux consommateurs, plusieurs années de protection contre de soudaines ou fortes hausses du prix de l'électricité.

À l'échelle mondiale, nous ne faisons que commencer à exploiter le potentiel de l'énergie renouvelable. Son coût devrait continuer de baisser, alors que l'augmentation de la demande contribuera à réduire les coûts de production grâce à des économies d'échelle et à des améliorations technologiques. Mais surtout, son coût deviendra carrément attrayant lorsque les externalités environnementales et sociales seront internalisées, comme le coût de la pollution.

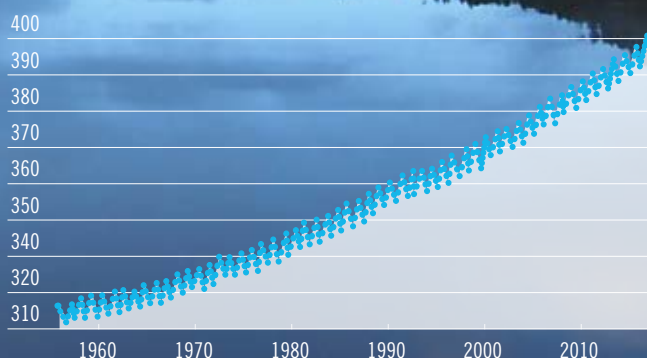
Par ailleurs, quiconque se préoccupe des coûts devrait penser au coût de ne rien faire face aux changements climatiques.

## V ous avez donc confiance dans l'avenir d'Innergex?

En tant que producteur d'énergie renouvelable, Innergex fait partie de la solution aux changements climatiques. Nous investissons continuellement notre capital humain et financier dans notre portefeuille de projets potentiels, car ils constituent l'avenir. ●

### CONCENTRATIONS DE CO<sub>2</sub> À L'OBSERVATOIRE MAUNA LOA

En 2013, les concentrations globales de CO<sub>2</sub> ont dépassé les 400 ppm pour la première fois dans l'histoire



Source : Scripps Institution of Oceanography

## Quelle sorte d'engagements les gouvernements devraient-ils prendre en matière d'énergie?

Je ne suis pas climatologue, mais la fonte accélérée et de plus en plus étendue de la calotte glaciaire m'indique que la planète se réchauffe. En 2013, les particules de dioxyde de carbone dans l'atmosphère ont atteint un nouveau record, dépassant les 400 parties par million. Les experts indiquent que s'ils dépassent la barre des 450 parties par million, les changements climatiques deviendront irréversibles et dangereux. Nous ne sommes plus à l'étape des suppositions scientifiques. Les changements climatiques sont réels. Les individus, les entreprises et les gouvernements ont le devoir de résoudre ce problème. La société doit s'engager à remplacer l'énergie fossile, et le rôle des gouvernements est d'adopter des politiques à cet effet.



*Nous sommes tous préoccupés par l'impact des gaz à effet de serre sur la planète, et nous sommes fiers de créer des infrastructures qui n'en génèrent presque pas. La consommation effrénée de l'énergie fossile à l'échelle mondiale relève d'une inconscience qui ne cessera que lorsque les coûts de la pollution qu'elle engendre se reflèteront dans son prix. Dès lors, l'énergie renouvelable s'imposera comme un choix à la fois concurrentiel et responsable. Pour les employés d'Innergex, c'est un avantage de travailler pour un producteur d'énergie verte.*

- **Renaud de Batz**, vice-président principal  
– Développement hydroélectrique



*Notre vécu avec les communautés locales et les Premières Nations parle de lui-même. D'ailleurs, il nous a récemment valu l'honneur d'être choisis par les Mi'gmaq du Québec pour développer ensemble un projet éolien, pour des raisons qui dépassent les aspects techniques et économiques de notre proposition. Nos partenaires locaux sont la clé du succès de tout projet, et par conséquent du succès durable d'Innergex. Nos employés sont motivés et enthousiasmés de travailler pour une entreprise qui valorise cette approche et qui est appréciée de ses partenaires et du milieu.*

- **Peter Grover**, vice-président principal  
– Gestion de projets



*Seuls, nous ne pouvons pas faire face aux changements climatiques. Mais ce que nous faisons chez Innergex contribue à résoudre ce problème. Même si plusieurs entreprises produisent de l'énergie renouvelable, Innergex est l'une des rares qui s'y consacrent exclusivement. Cela nous conduit à renoncer à des occasions de développement qui certes pourraient nous assurer une croissance plus rapide, mais qui enfreindraient nos principes clés. Par ailleurs, le fait de choisir d'œuvrer dans ce créneau très étroit nous a amenés à conjuguer notre conscience sociale envers l'environnement avec une conscience sociale envers les communautés locales et à privilégier une approche collaborative, qui s'est solidement ancrée dans nos habitudes.*

- **Jean Perron**, chef de la direction financière et vice-président principal



*Il est encourageant de constater que la population et les gouvernements sont de plus en plus conscients de l'impact des changements climatiques et qu'ils choisissent d'agir pour y remédier. Nous sommes profondément convaincus du bien-fondé de notre travail, et les acteurs sur le marché des capitaux commencent à reconnaître le sens et l'utilité d'investir dans des actifs d'énergie renouvelable. Nous espérons qu'avec le temps, le grand public réalisera lui aussi que lorsqu'on tient compte du coût de la pollution et des subventions aux combustibles fossiles, l'énergie renouvelable est une solution très économique aux changements climatiques.*

- **Jean Trudel**, chef de la direction des investissements et vice-président principal  
– Communications



*Nous avons tous besoin d'électricité. Étant donné la réalité des changements climatiques, nous devons produire de l'électricité avec aussi peu d'émissions de gaz à effet de serre que possible. De par sa culture d'entreprise, Innergex a toujours cherché à minimiser l'effet de ses activités sur l'environnement. Nous mettons systématiquement en œuvre, pour nos nouvelles installations, des programmes de surveillance qui s'étalent sur plusieurs années. Par le biais d'études et d'analyses scientifiques, notre objectif est de comprendre les effets de chacun de nos projets et de continuellement valider la technologie hydroélectrique que nous utilisons en Colombie-Britannique. Les résultats à ce jour indiquent non seulement que nos projets produisent peu d'émissions, mais aussi qu'ils ont peu d'effets négatifs sur l'environnement.*

- **Matt Kennedy**, vice-président, Environnement – région de l'Ouest



*L'expérience que nous avons acquise à travers nos nombreux projets a développé notre compréhension profonde des enjeux environnementaux et sociaux de notre secteur. L'approche que nous privilégions, inspirée de ces principes, répond à un réel besoin et nous amène à développer de meilleures pratiques qui se transforment souvent en normes, puis en réglementation. En cela, nous amenons effectivement le changement.*

- **Richard Blanchet**, vice-président principal – région de l'Ouest



*Nous sommes conscients que nos projets ont un impact sur l'environnement, surtout au moment de leur construction, qui peut durer de deux à trois ans. Notre équipe d'experts en ingénierie s'assure que les ouvrages sont construits avec soin, afin d'en minimiser l'impact environnemental et social, tout en maximisant leur performance et leur durabilité – de 50 à 100 ans dans le cas de nos centrales hydroélectriques. Après tout, il n'en coûte pas vraiment plus cher de faire les choses correctement du premier coup.*

- **Claude Chartrand**, vice-président – Ingénierie



*L'hydroélectricité n'a pas d'égale en matière d'énergie durable. Les centrales au fil de l'eau sont d'autant plus attrayantes qu'elles constituent un développement à l'échelle humaine. Nous participons à chaque aspect du développement d'un projet et nous témoignons de première main de tout le bien qu'il produit – une énergie fiable et renouvelable, des retombées économiques partagées, une fierté communautaire et un impact minime sur l'environnement. Nous sommes privilégiés d'avoir une abondance de cours d'eau avec un potentiel hydroélectrique au Canada, et nous devrions faire de leur développement une priorité, d'une manière qui a du sens sur les plans environnemental, social et économique.*

- **François Hébert**, vice-président principal  
– Exploitation et entretien



*Derrière ces principes, il y a les gens d'Innergex. L'intérêt grandissant pour l'environnement attire des personnes qui ont pris conscience de l'impact des changements climatiques, qui se préoccupent de l'environnement au quotidien et qui veulent faire partie de la solution, non seulement par le choix de l'industrie dans laquelle elles travaillent, mais aussi par leur manière de travailler. Chacune d'elles apporte des compétences complémentaires, et ensemble nous formons une équipe dont les réalisations en matière d'acceptabilité sociale, de développement et de respect de l'environnement en font une pionnière de l'énergie renouvelable.*

- **Anne Cliche**, vice-présidente – Développement organisationnel et Gestion du talent

En 2013, Innergex a produit 2 382 GWh d'électricité ne générant pratiquement aucune émission de CO<sub>2</sub>. Si elle avait été produite à partir de charbon, cette électricité aurait émis 2,3 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>. Si elle avait été produite à partir de gaz naturel, elle aurait émis 1,3 million de tonnes de CO<sub>2</sub>.

## PRINCIPES CLÉS D'INNERGEX

1

Nous croyons que les gens doivent avoir accès à une énergie qui est fiable, abordable, propre et renouvelable.

2

Les changements climatiques sont réels. Nous croyons que l'énergie renouvelable fait partie de la solution aux changements climatiques.

3

Nous croyons à des règles du jeu équitables en matière d'approvisionnement en électricité. Nous appuyons la tarification du carbone ou tout autre mécanisme permettant d'internaliser les coûts environnementaux et sociaux dans le prix de l'électricité.

4

Nous croyons à la protection de l'environnement et au développement responsable des ressources naturelles. Nous appuyons un cadre de planification et de réglementation intégral et efficace.

5

Nous croyons que l'acceptabilité sociale est la pierre angulaire d'un développement de projet réussi, et que les meilleurs projets sont issus de la coopération à long terme avec les parties prenantes et d'une collaboration avec les Premières Nations et les communautés locales.

6

Nous croyons à un développement durable à long terme qui équilibre des impératifs sociaux, environnementaux et économiques

7

Nous croyons à des relations durables avec nos employés, nos partenaires et nos parties prenantes externes, relations fondées sur le respect, la transparence et l'intégrité.

8

Nous croyons qu'Innergex peut amener le changement.

Innergex adhère à ces principes clés afin d'apporter une solution aux défis énergétiques d'aujourd'hui et de demain, de protéger l'environnement tout en optimisant l'utilisation de ressources naturelles pour produire de l'électricité, et de mériter et maintenir son acceptabilité sociale.

Les relations d'Innergex avec ses partenaires et ses parties prenantes sont gouvernées par des valeurs fondamentales d'intégrité, de responsabilité, de transparence et de collaboration, dans un esprit de longévité et de partage des ressources.

# LA DIVERSIFICATION EST ESSENTIELLE À UN PORTEFEUILLE ÉQUILIBRÉ

La diversification contribue à réduire les risques et à améliorer la stabilité de la performance. Le portefeuille d'Innergex est diversifié de deux manières : selon les sources d'énergie et selon la localisation de ses sites. Par conséquent, l'entreprise se protège du risque de mauvaises conditions pouvant affecter l'exploitation des ressources hydraulique, éolienne ou solaire. La diversification procure également à l'entreprise la souplesse requise pour réagir à une conjoncture politique et économique favorable qui se présente dans un marché, en attendant qu'elle s'améliore dans un autre.



Innergex a fait sa première incursion dans le marché de la Colombie-Britannique en 2002, avec la construction de la centrale Rutherford Creek. Aujourd'hui, l'entreprise exploite 13 centrales hydroélectriques au fil de l'eau dans cette province. Elle possède aussi dans cette région trois projets hydroélectriques en construction et un en développement, ainsi qu'un portefeuille de 1 325 MW de projets potentiels hydroélectriques et éoliens. Innergex exploite également une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 9,5 MW dans l'Idaho, aux États-Unis.

• 12

• BOISE





Innergex a mis en service sa première centrale hydroélectrique au fil de l'eau en 1994 à Saint-Paulin, Québec. En 1999, l'entreprise a pris de l'expansion dans le marché de l'Ontario avec la mise en service de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Batawa. Aujourd'hui, elle exploite 11 centrales hydroélectriques au fil de l'eau dans l'est du Canada. Depuis 2006, Innergex a aussi diversifié sa production d'énergie en devenant un important producteur d'énergie éolienne avec six parcs éoliens au Québec, dont Viger-Denonville, le premier parc éolien communautaire mis en service au Québec en 2013. Depuis 2012, l'entreprise détient et exploite également un parc solaire de 33 MW<sub>dc</sub> en Ontario. Dans l'est du Canada, Innergex possède aussi un projet éolien en développement, ainsi qu'un portefeuille de 1 575 MW de projets potentiels hydroélectriques, éoliens et solaires.



## SITES EN EXPLOITATION



**1**  
**ASHLU CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2009  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 49,9  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2039



**2**  
**BAIE-DES-SABLES (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2006  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 109,5  
 PARTICIPATION (%) 38,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2026



**3**  
**BATAWA (ON)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1999  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 5,0  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2029



**4**  
**BROWN LAKE (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1996  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 7,2  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2016



**5**  
**CARLETON (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2008  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 109,5  
 PARTICIPATION (%) 38,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2028



**6**  
**CHAUDIÈRE (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1999  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 24,0  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2019\*



**7**  
**DOUGLAS CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2009  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 27,0  
 PARTICIPATION (%) 50,01  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



**8**  
**FIRE CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2009  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 23,0  
 PARTICIPATION (%) 50,01  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



**9**  
**FITZSIMMONS CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2010  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 7,5  
 PARTICIPATION (%) 66,67  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2050



**10**  
**GLEN MILLER (ON)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2005  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 8,0  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2025



**11**  
**GROS-MORNE (I & II) (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2011  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 211,5  
 PARTICIPATION (%) 38,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2032



**12**  
**HORSESHOE BEND (USA)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1995  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 9,5  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2030



**13**  
**KWOIEK CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2014  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 49,9  
 PARTICIPATION (%) 50,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2054



**14**  
**L'ANSE-À-VALLEAU (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2007  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 100,5  
 PARTICIPATION (%) 38,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2027



**15**  
**LAMONT CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2009  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 27,0  
 PARTICIPATION (%) 50,01  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



**16**  
**MAGPIE (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2007  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 40,6  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2032



**17**  
**MILLER CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2003  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 33,0  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2033



**18**  
**MONTAGNE SÈCHE (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2011  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 58,5  
 PARTICIPATION (%) 38,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2031



**19**  
**MONTMAGNY (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1996  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 2,1  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021\*



**20**  
**NORTHWEST STAVE RIVER (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2013  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 17,5  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2053



**21**  
**PORTNEUF 1 (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1996  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 8,0  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021\*



**22**  
**PORTNEUF 2 (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1996  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 9,9  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021\*



**23**  
**PORTNEUF 3 (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1996  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 8,0  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021\*



**24**  
**RUTHERFORD CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2004  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 49,9  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2024



**25**  
**SAINT-PAULIN (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1994  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 8,0  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2014\*



**26**  
**STARDALE (ON)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2012  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 33,2 DC  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2032



**27**  
**STOKKE CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2009  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 22,0  
 PARTICIPATION (%) 50,01  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



**28**  
**TIPELLA CREEK (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2009  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 18,0  
 PARTICIPATION (%) 50,01  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



**29**  
**UMBATA FALLS (ON)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2008  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 23,0  
 PARTICIPATION (%) 49,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2028



**30**  
**UPPER STAVE RIVER (C.-B.)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2009  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 33,0  
 PARTICIPATION (%) 50,01  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



**31**  
**VIGER-DENONVILLE (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 2013  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 24,6  
 PARTICIPATION (%) 50,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2033



**32**  
**WINDSOR (QC)**  
 MISE EN EXPLOITATION 1996  
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 5,5  
 PARTICIPATION (%) 100,00  
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2016\*

\*contient une clause de renouvellement.

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

## VERS UN FUTUR PLUS VERT

**Étant l'un des plus importants producteurs indépendants d'énergie renouvelable au Canada, Innergex défend avec ferveur le développement d'une industrie canadienne de l'énergie renouvelable forte et durable.**

L'entreprise continue de faire progresser le développement de son portefeuille de projets potentiels hydroélectriques, éoliens et solaires, et demeure prête à répondre à de futurs appels d'offres.

En Ontario, le gouvernement a annoncé en juin 2013 qu'il délaissait l'approvisionnement en puissance installée d'énergie renouvelable dans le cadre du Programme de tarifs de rachat garantis (TRG) pour les projets d'envergure. Par conséquent, l'Office de l'électricité de l'Ontario a mis fin aux soumissions de projets d'envergure dans le cadre du programme de TRG pour lesquels aucun contrat n'avait été attribué. Le gouvernement envisage plutôt d'instituer un processus d'offre compétitif qui tiendra compte des besoins et des préoccupations des communautés locales, y compris les municipalités et les Premières Nations. Dans son *Plan énergétique à long terme* publié en décembre 2013, le gouvernement ontarien réitère son engagement d'investir dans les énergies renouvelables et prévoit inaugurer son nouveau processus d'approvisionnement au printemps 2014. Le plan cible des ajouts de capacité de 300 MW d'énergie éolienne et de 140 MW d'énergie solaire en 2015, puis d'un autre 300 MW d'énergie éolienne et 150 MW d'énergie solaire en 2016, avec des révisions annuelles. Innergex a plusieurs projets potentiels éoliens et solaires qu'elle continue de faire progresser en prévision de soumissions aux termes d'un éventuel processus d'offre compétitif. Plusieurs projets potentiels en Ontario, surtout dans le secteur éolien, dépendent toujours de l'expansion éventuelle du réseau de transport d'électricité dans le nord de la province et représentent un potentiel de croissance à plus long terme.

En Colombie-Britannique, BC Hydro a publié son plan intégré des ressources en novembre 2013, lequel préconise, sans toutefois en préciser la nature, une série d'actions pour encourager le maintien d'un secteur de l'énergie renouvelable robuste et diversifié et promouvoir des occasions de développement d'énergie renouvelable pour les Premières Nations. Par ailleurs, la province caresse d'ambitieux projets de développement de mines et de gaz naturel liquéfié (GNL)

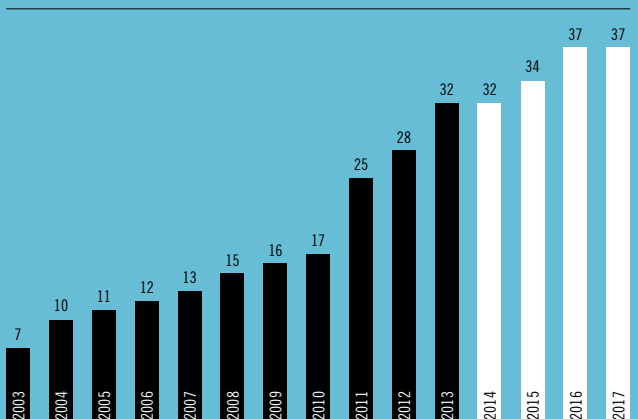
qui pourraient créer des occasions de développement pour le secteur de l'énergie renouvelable, compte tenu de l'engagement de la première ministre à produire « le GNL le plus propre au monde », et de l'importance pour la population de minimiser les émissions de gaz à effet de serre. Innergex espère profiter de sa forte présence, de sa réputation de partenaire fiable auprès des communautés locales et des Premières Nations, et de son expertise en énergie hydroélectrique et éolienne pour poursuivre le développement de plusieurs projets potentiels dans cette province.

Au Québec, Hydro-Québec a lancé un appel d'offres en décembre 2013 pour l'approvisionnement d'un bloc de 450 MW d'énergie éolienne, y compris 300 MW pour des projets situés dans les régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie et 150 MW pour des projets situés partout dans la province. Les règlements stipulent un prix plafond de 0,09 \$ le kWh, des exigences de contenu local d'au moins 60 %, ainsi qu'une participation de 50 % ou plus par une entité locale, notamment les municipalités et les Premières Nations. Innergex a plusieurs projets éoliens qu'elle entend soumettre dans cet appel d'offres d'ici l'échéance de septembre 2014. ●

### NOMBRE DE SITES EN EXPLOITATION

au 31 décembre

(réel 2003-2013, prévu 2014-2017)



# VIGER-DENONVILLE LE PROJET D'UNE COMMUNAUTÉ TOUT ENTIÈRE

En 2013, Viger-Denonville fut le premier parc éolien communautaire issu de l'appel d'offres de 2009 à être mis en service. Un remarquable exemple de collaboration.

Le 19 novembre 2013 marquait le début des opérations du parc éolien Viger-Denonville, détenu en coentreprise par Innergex et la Municipalité régionale de comté (MRC) de Rivière-du-Loup. Cette réalisation fut soulignée quelques jours plus tard par une cérémonie d'inauguration officielle qui s'est déroulée dans une atmosphère de fierté partagée, d'appartenance et d'amitié. La cérémonie reflétait les relations qui se sont tissées entre les gens d'Innergex et la population de cette communauté. Le respect mutuel, l'écoute, la transparence et l'honnêteté ont caractérisé les échanges au quotidien entre les représentants de la société et les membres de la communauté, si bien que le rassemblement pour l'inauguration a pris une allure de réunion de famille, plutôt que de cérémonie officielle.

Pour ce projet, Innergex était très consciente que les relations avec les communautés hôtes devaient partir

du bon pied. Une première tentative de développer un projet avec un autre promoteur avait échoué, suscitant de fortes appréhensions chez les résidents locaux. Par conséquent, dès le premier contact entre les gens de la MRC et ceux d'Innergex, en 2006, des efforts ont été déployés pour établir une réelle collaboration entre les deux partenaires. Cette collaboration se reflète dans l'acceptation, par des propriétaires fonciers locaux, d'accueillir les 12 éoliennes de ce projet situé entièrement sur des terres privées. Elle se reflète également dans la participation de 26 entreprises locales de la MRC aux activités de construction, fruit d'une volonté des partenaires de maximiser les retombées locales liées au projet. Et elle se reflète aussi dans l'embauche de Jean-Sébastien Roy, jeune résident local et électricien de formation, comme opérateur du parc éolien. Selon Philippe Dionne, maire de Saint-Paul-de-la-Croix, « *les gens sont heureux parce qu'ils ont été consultés tout au long des démarches qui ont permis la réalisation de ce projet* ».

## TOUT EST DANS LES DÉTAILS

Innergex a acheté à un résident local l'ancien presbytère de Saint-Paul-de-la-Croix avec l'intention de le convertir en bureau d'opération. Peu après, un important dégât d'eau s'est produit dans le bâtiment, occasionnant des travaux de réfection majeurs. À l'intérieur, il fallait arracher, décontaminer, remettre à neuf, et changer le système de chauffage. En premier lieu, Innergex envisageait de moderniser l'intérieur. Cependant, l'entreprise s'est vite rendu compte qu'il était important pour des gens comme Philippe Dionne, Michel Lagacé (préfet de la MRC) et Mélanie Milot (responsable du patrimoine de la MRC) que le caractère patrimonial de ce bâtiment soit préservé, même s'il n'était pas officiellement classé comme bien patrimonial. Les partenaires ont donc travaillé ensemble pour s'assurer de conserver son cachet ancien lors des rénovations. ●

*Vue du parc éolien communautaire  
Viger-Denonville, à partir du village de  
Saint-Paul-de-la-Croix, au Québec.*



## INAUGURATION OFFICIELLE

Le 29 novembre 2013, la cérémonie officielle d'inauguration du parc éolien Viger-Denonville s'est déroulée dans une atmosphère de fierté partagée, d'appartenance et d'amitié. Cette célébration réunissait plus de 130 personnes, y compris des élus locaux des deux municipalités hôtes et des 12 municipalités membres de la

MRC, des députés du gouvernement provincial, des propriétaires fonciers, des représentants du comité de suivi du projet, des entreprises locales qui ont participé à la construction, d'Hydro-Québec, du turbinier REpower, de l'entrepreneur Boréa, d'organismes professionnels et de groupes environnementaux.

*« S'il y a un mot qui doit qualifier la journée d'aujourd'hui, c'est la fierté ! La fierté d'être Louperivien à l'intérieur du Québec ! »*

– Michel Lagacé, président de la Conférence régionale des élus du Bas-Saint-Laurent et préfet de la MRC de Rivière-du-Loup



*Célébrations lors de l'inauguration  
du parc éolien communautaire  
Viger-Denonville, au Québec.*

# AGIR AUTREMENT

L'histoire de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Kwoiek Creek.



« COMMENT NOTRE  
COMMUNAUTÉ PEUT-ELLE SE  
TOURNER VERS L'AVENIR, ALORS  
QUE SA MÉMOIRE ET SON CŒUR  
SONT ENCORE TELLEMENT  
IMPRÉGNÉS PAR LE PASSÉ ?

EN FAISANT LES CHOSES  
AUTREMENT. »

À la fin des années 1980, poussé par sa vision d'un futur meilleur pour les siens et par son désir d'agir autrement pour le réaliser, le chef James Frank amène la bande indienne de Kanaka Bar à faire une demande de permis d'utilisation de l'eau, après avoir observé la ruée vers de tels permis dans le but de développer des centrales hydroélectriques au fil de l'eau qui avait alors cours, résultat de la nouvelle politique de production énergétique indépendante de BC Hydro. « Kanaka, explique-t-il, a toujours été consciente de la puissance

de Kwoiek Creek. L'industrie des énergies renouvelables offrait l'occasion rêvée de faire valoir d'une manière moderne les droits et les titres de la nation Nlaka'pamu. »

La bande autochtone se met alors à recueillir des données de référence sur l'utilisation des terres et sur les débits d'eau. Elle ouvre le dialogue avec les gouvernements fédéral et provincial dans le cadre du processus d'étude du projet et de délivrance de permis. Elle tente – en vain – des partenariats avec trois entreprises pour faire lever le projet. Et enfin, en 2005, elle s'associe à parts égales dans une coentreprise



Ouverture officielle du chantier du projet hydroélectrique Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique.

« Pour réussir un projet, il faut une relation basée sur la confiance. Elle prend du temps à bâtir, elle peut se perdre en un instant et elle exige un effort constant de chacun, pendant toute la durée du projet. »

– Patrick Michell, agent de liaison de la communauté de Kanaka Bar

« [Les producteurs d'électricité indépendants] représentent une industrie de choix pour les Premières Nations de la province qui sont, en général, isolées et éloignées des grands centres, et qui cherchent des moyens de créer de l'emploi et de générer des revenus capables de les aider à soutenir leurs communautés. »

– Adam Olsen, leader autochtone et chef intérimaire du Parti vert de la Colombie-Britannique



Installation d'une conduite forcée au projet hydroélectrique Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique.

avec Innergex, qui s'engage à fournir l'expertise et le capital nécessaires au projet, tout en permettant à la bande de participer à toutes les décisions relatives à la conception, à la planification et à la construction.

Les deux partenaires présentent le projet en 2006, à l'occasion d'un appel d'offres d'énergie renouvelable de BC Hydro, et obtiennent un contrat d'achat d'électricité de 40 ans, ce qui donne le feu vert au projet. Il leur faudra trois ans pour compléter le processus d'évaluation et de certification environnementale et deux ans de plus pour consulter pas moins de

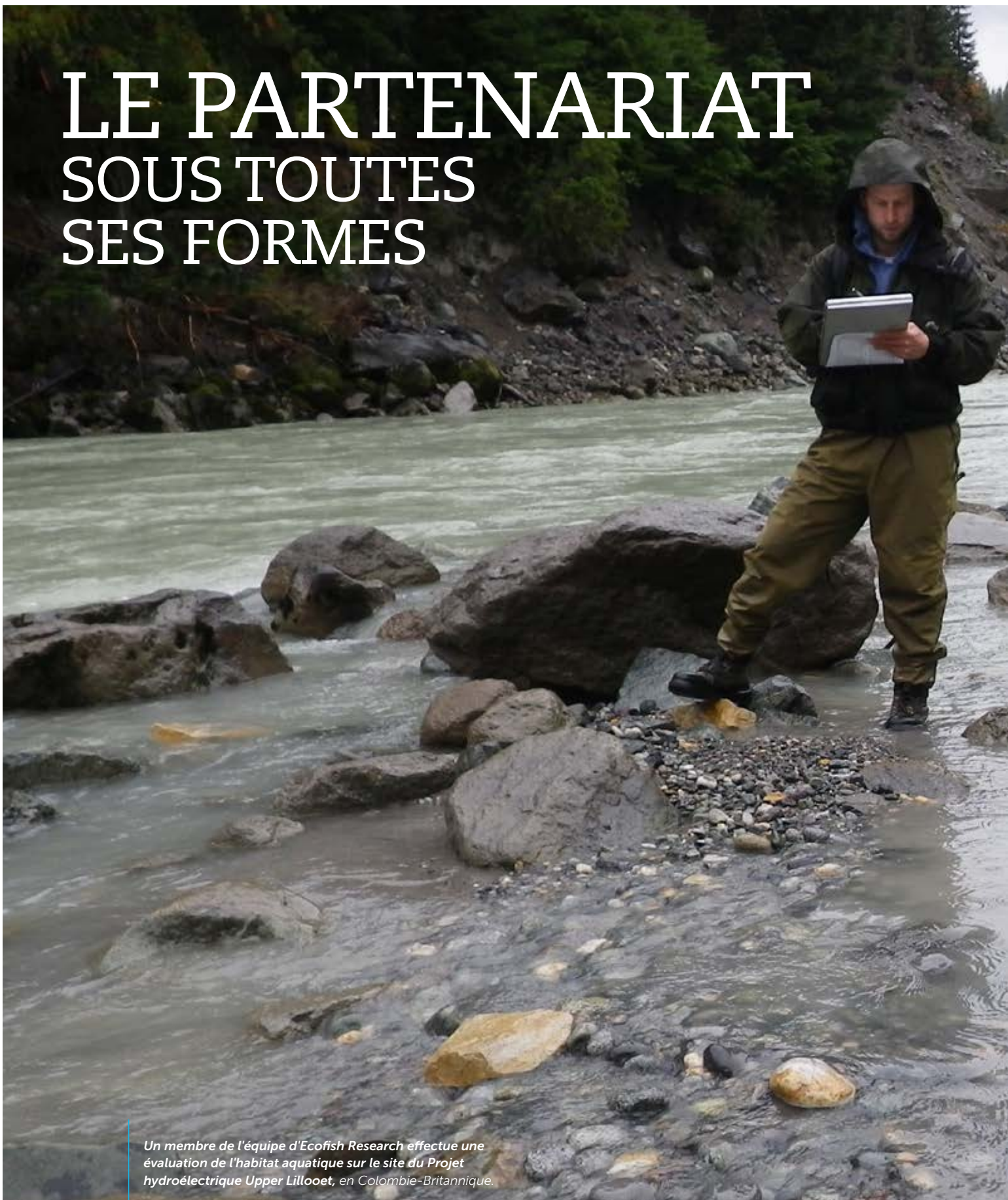
16 communautés de Premières Nations voisines, dont plusieurs devaient donner leur accord au passage sur leur territoire des lignes de transport d'électricité du projet. La construction est lancée au printemps 2011. La création locale d'emplois est une priorité pour la communauté; pendant les travaux, près de 40% des travailleurs du chantier sont des membres de la bande de Kanaka Bar, soit deux fois la moyenne provinciale pour de tels projets. On construit une grue à câble au-dessus du fleuve Fraser pour accélérer le transport des matériaux et de l'équipement. On installe sous la surface du sol la conduite forcée de sept kilomètres reliant la prise d'eau à la centrale. On répare des routes d'accès et des ponts forestiers en mauvais état, qui seront désormais entretenus selon les normes de l'industrie. On aménage aussi un chenal de compensation d'un kilomètre pour les poissons, comportant plusieurs déviations, des étangs et de petits lacs.

En novembre 2013, plus de 20 ans après l'idée initiale du chef Frank, la centrale produit enfin ses premiers mégawatts d'électricité.

Les membres de Kanaka Bar sont très fiers de cette réussite. « La collaboration de nos communautés avec le secteur des énergies renouvelables apporte des actifs générationnels et des bénéfiques à long terme à Kanaka Bar, aux résidents de la localité ainsi qu'à toute la Colombie-Britannique, explique Patrick Michell, agent de liaison de la communauté de Kanaka Bar. Une petite communauté comme la nôtre ne se voyait certainement pas servir de vitrine et établir de nouvelles normes en 1990. Mais aujourd'hui, nous sommes en mesure de témoigner du pouvoir de la collaboration et c'est ce que Kanaka entend faire. »

En fait, le succès de la centrale Kwoiek Creek a incité la bande à identifier plusieurs autres projets d'énergie renouvelable qu'elle prévoit développer à l'avenir. « Mais, pour le moment, conclut Patrick Michell, l'effet des retombées économiques, les sourires sur les visages des gens et les gains communautaires en termes de fierté, d'estime de soi et de confiance en soi sont tout ce qui compte. » ●

# LE PARTENARIAT SOUS TOUTES SES FORMES



*Un membre de l'équipe d'Ecofish Research effectue une évaluation de l'habitat aquatique sur le site du Projet hydroélectrique Upper Lillooet, en Colombie-Britannique.*





« Cela va au-delà du commerce des énergies renouvelables. De son engagement actif envers la chambre de commerce et l'association touristique de notre localité à la mobilisation des entreprises locales, en passant par son appui à des activités clés comme Winterfest et la banque alimentaire locale, Innergex a toujours été et continue d'être un citoyen corporatif exemplaire dans notre communauté. »

— Jordan Sturdy, maire de Pemberton et député provincial de West Vancouver - Sea to Sky



Innergex, commanditaire du Winterfest 2013 de Pemberton, en Colombie-Britannique.

Pour Innergex, le partenariat consiste à «partager l'effort pour partager le succès».

Les partenariats font partie de l'ADN d'Innergex depuis qu'elle a réalisé son premier projet hydroélectrique, il y a plus de 20 ans. L'entreprise a compris d'emblée que la collaboration était la meilleure façon d'aller de l'avant avec ses projets. Dans sa vision du développement, un partenaire est, très simplement, toute personne, entreprise ou organisation avec qui elle travaille... en partenariat. Cela englobe aussi bien ses propres employés que les Premières Nations, les municipalités, les collectivités locales, ses principaux clients, les agences gouvernementales, les fournisseurs et les entrepreneurs, les organisations non gouvernementales et ses pairs de l'industrie.

Pour Innergex, le partenariat est synonyme d'efforts partagés, mais également de succès partagés. Cette approche s'est traduite par des collaborations de toutes sortes, allant de la coentreprise commerciale jusqu'à des initiatives en faveur de la protection de l'eau. En témoigne cette citation de l'honorable Bill Bennett, ministre de l'Énergie et des Mines et ministre responsable de l'examen stratégique des dépenses ministérielles de la Colombie-Britannique: «à titre d'entreprise spécialisée en énergies renouvelables, Innergex joue un rôle de modèle en Colombie-Britannique. Notre gouvernement attache une valeur à l'engagement d'Innergex, à titre d'investisseur important et responsable dans notre province.»



Cérémonie de signature des ententes entre Innergex et la Première Nation Saik'uz pour le développement d'un projet éolien en Colombie-Britannique.

## Un partenaire de choix pour les Premières Nations

Innergex s'est forgé une réputation de partenaire de choix auprès des Premières Nations qui cherchent à développer leurs activités dans le secteur des énergies renouvelables. La Société entretient des relations avec plus de 40 nations autochtones en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec, et a signé des ententes formelles de partage des bénéfices avec plus d'une vingtaine d'entre elles. « *Nous reconnaissons la valeur de ces partenariats et nous comptons continuer à approfondir ces relations partout où les conditions permettent le développement de nouveaux projets d'énergie renouvelable* », précise Bas Brusche, directeur des affaires publiques, région de l'Ouest chez Innergex.

- Depuis 2002, Innergex a signé avec la nation Lil'wat plusieurs Ententes sur les répercussions et les avantages relativement aux projets Upper Lillooet River et Boulder Creek, qui sont actuellement en construction. La nation Lil'wat prévoit aussi le développement conjoint, avec Innergex, de plusieurs autres projets d'énergie renouvelable situés dans les limites de son territoire traditionnel.

- En 2002, Innergex a conclu une entente avec les Ojibways de la Première Nation de Pic River, qui étaient déjà copropriétaires de deux centrales hydroélectriques au fil de l'eau, afin d'évaluer le potentiel supplémentaire de développement hydroélectrique sur leur territoire traditionnel ; cette étude a débouché sur une coentreprise visant à construire une centrale de 23 MW à Umbata Falls, qui est en activité depuis 2008.
- En 2005, la bande indienne de Kanaka Bar et Innergex se sont associées pour construire une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 49,9 MW dont la communauté autochtone possédait le permis d'utilisation de l'eau ; ce projet, aujourd'hui connu sous le nom de la centrale Kwoiek Creek, est en activité depuis décembre 2013.
- En 2012, les communautés Mi'gmaq du Québec ont retenu Innergex comme partenaire pour la conception d'un projet éolien de 150 MW en Gaspésie, au Québec. En décembre 2013, les partenaires ont signé une lettre d'intention avec Hydro-Québec Distribution pour un contrat d'achat d'électricité de 20 ans, sous réserve d'un décret en conseil du gouvernement du Québec, et ils continuent de faire progresser ce projet.
- La Première Nation Stellat'en, située près de Fraser, en Colombie-Britannique, a approché Innergex dans le but de développer un parc éolien. Elle en possède les droits de développement et a déjà commencé à mesurer les vents.
- En 2013, Innergex a signé une lettre d'intention et un protocole d'entente avec la Première Nation Saik'uz afin de développer un parc éolien près de Vanderhoof, en Colombie-Britannique.
- Toujours en 2013, la Première Nation Sts'ailes – avec qui Innergex (anciennement Cloudworks) a signé plusieurs accords de participation depuis 2010 pour des centrales existantes et divers projets en construction ou en développement, tels Tretheway Creek et Big Silver Creek – a également conclu une entente de développement économique avec Innergex pour le développement conjoint du potentiel hydroélectrique de son territoire traditionnel, principalement situé aux abords du lac Harrison.



Évaluation de la conformité sur chantier au projet hydroélectrique Upper Lillooet, en Colombie-Britannique.

Mise en place d'un habitat compensatoire pour les poissons au projet hydroélectrique Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique.



## Projet pilote sur la politique d'atténuation des effets sur l'environnement de la Colombie-Britannique

Innergex a participé aux consultations menées par le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique sur son projet de politique d'atténuation des effets sur les valeurs environnementales (*Policy for Mitigating Impacts on Environmental Values*). Par la suite, au moment de tester la mise en œuvre de la politique dans des conditions réelles, l'entreprise s'est portée volontaire pour réaliser un essai dans le cadre de son projet hydroélectrique Tretheway Creek. Cet essai visait à intégrer dans un tout cohérent l'identification des valeurs et des composantes environnementales, l'élaboration des études d'impact, l'utilisation de la hiérarchie d'atténuation et le choix des mesures d'atténuation. Depuis deux ans, l'entreprise utilise cette politique à la manière d'un cadre permettant d'opter pour les mesures d'atténuation les mieux adaptées au projet Tretheway Creek. Par exemple, après avoir examiné l'incidence possible du tracé des lignes de transport d'électricité sur l'habitat potentiel de la chouette tachetée, elle a identifié un secteur réservé à l'éventuelle réintroduction de cette espèce par la province et a contribué financièrement à cet effort.

## SWITCH, l'alliance pour une économie verte au Québec

En 2013, Innergex est devenue partenaire et membre du comité consultatif de SWITCH, une « alliance » entre des associations industrielles, des organisations non gouvernementales et des fonds d'investissement plaidant pour une direction politique, économique et sociale forte, des politiques gouvernementales cohérentes et une collaboration public-privé pour faciliter la transition vers une économie québécoise plus verte. La participation d'Innergex s'inscrit dans sa volonté de rendre toujours plus concrète sa vision d'un avenir plus vert.

## The Energy Forum

En 2013, Innergex est devenue l'un des membres fondateurs du Forum de l'énergie (*The Energy Forum*), un projet collaboratif réunissant des producteurs d'énergie indépendants, des associations industrielles et des organisations non gouvernementales de la Colombie-Britannique, qui s'attèle à développer des solutions aux grands défis énergétiques, climatiques et écosystémiques. Cet organisme vise à favoriser le dialogue sur des enjeux comme les changements climatiques, la gestion de l'environnement, le développement durable et l'efficacité énergétique.

Linda Nowlan de WWF-Canada et Matt Kennedy, v.-p. — Environnement, région de l'Ouest pour Innergex, au site hydroélectrique Ashlu Creek, en Colombie-Britannique.



Crédit : Craig Orr.

## Le Fonds mondial pour la nature (WWF-Canada)

Depuis quelques années, Innergex collabore avec la branche canadienne du Fonds mondial pour la nature (World Wildlife Fund Canada) dans le processus consultatif de la Colombie-Britannique sur les enjeux liés à l'eau. Des délégués des deux organisations ont participé aux activités du groupe technique consultatif sur le projet de loi sur la durabilité des ressources hydriques (*Water Sustainability Act*), afin que les enjeux de la réglementation des eaux de surface et de l'intégration de débits d'eau environnementaux soient pris en considération dans tout octroi de permis d'utilisation de l'eau.

« La collaboration d'Innergex, à titre de coprésidente du comité sur l'eau du Forum de l'énergie, au projet de loi sur la durabilité des ressources hydriques (*Water Sustainability Act*) nous a permis de mieux comprendre les défis sur le terrain et sur le plan opérationnel que représente la mise en œuvre d'une nouvelle loi en Colombie-Britannique, et elle nous aide à atteindre notre objectif d'améliorer la protection juridique des flux environnementaux dans cette province. »

— Linda Nowlan, directrice régionale intérimaire, Colombie-Britannique et région du Pacifique du WWF-Canada



Des membres de l'équipe d'Ecofish Research effectuent un échantillonnage de ménomini des montagnes, dans le cadre de l'évaluation environnementale du Projet hydroélectrique Upper Lillooet, en Colombie-Britannique.

## Pacific Salmon Foundation – étude indépendante des projets hydroélectriques au fil de l'eau en Colombie-Britannique

En octobre 2012, Clean Energy BC (CEBC) a confié à la Fondation du saumon du Pacifique (*Pacific Salmon Foundation*) le mandat de réaliser une évaluation scientifique indépendante des projets hydroélectriques au fil de l'eau, et plus spécifiquement de leurs effets potentiels sur les salmonidés - famille incluant diverses espèces de saumon et de truite. Étant l'un des plus importants producteurs indépendants d'électricité en Colombie-Britannique, Innergex a activement collaboré à cette étude, en y apportant des données de surveillance détaillées provenant de la plupart de ses 13 centrales au fil de l'eau en Colombie-Britannique, en y consacrant du temps et en y apportant un appui financier indirect, par l'intermédiaire de CEBC. Matt Kennedy, vice-président, Environnement - région de l'Ouest chez Innergex et biologiste professionnel agréé, représentait l'industrie au sein de ce comité consultatif composé d'organisations non gouvernementales environnementales, de représentants des

gouvernements fédéral et provincial, d'experts universitaires et d'exploitants de centrales au fil de l'eau. Les résultats de cette étude indépendante indiquent qu'il existe peu de preuves d'un effet significatif des centrales hydroélectriques au fil de l'eau sur les salmonidés, et servent de base solide à la poursuite des activités d'évaluation, de collaboration et de responsabilisation des producteurs d'électricité indépendants de la Colombie-Britannique, en partenariat avec le gouvernement de la province.

« Il importe de souligner qu'il s'agissait là de la première étude de ce genre réalisée en Colombie-Britannique, de même que l'une des toutes premières au monde. L'adoption d'une approche scientifique pour étudier l'impact sur les salmonidés est une expérience dont les autres autorités pourraient apprendre et qu'elles pourraient, espérons-le, imiter. »

— D<sup>r</sup> Brian Riddell, président et chef de la direction de la Pacific Salmon Foundation



Pont suspendu au Parc des Chutes-de-la-Chaudière, au Québec.



Forum régional sur l'eau en Chaudière-Appalaches, au Québec.

## Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches : soutien à la mise en œuvre du développement durable dans la région

En tant que partenaire financier et membre du conseil d'administration du Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches, Innergex aide l'organisme à mettre en œuvre le développement durable sur son territoire. Étant propriétaire et exploitant de deux centrales hydroélectriques au fil de l'eau dans la région (Chaudière et Montmagny), Innergex participe activement à la concertation avec les parties prenantes, lesquelles incluent des élus, des experts en gestion de la forêt, ainsi que des représentants de l'union des producteurs agricoles et des commissions scolaires.

Les conseils régionaux de l'environnement sont des acteurs engagés dans la protection de l'environnement et dans la promotion du

développement durable sur l'ensemble du territoire québécois. Ils sont reconnus comme les interlocuteurs privilégiés du gouvernement sur les questions environnementales et ils interviennent dans la plupart des grands dossiers : aires protégées et milieux humides, agriculture, biodiversité, changements climatiques, développement durable, protection des eaux et des lacs, énergie, foresterie, matières résiduelles, mines, transport et aménagement du territoire.

*« Reconnue pour son expertise dans le domaine du développement de l'énergie renouvelable, Innergex a su, au fil des ans, démontrer sa capacité à intégrer les attentes des communautés et à maximiser les retombées économiques locales tout en faisant preuve d'un souci constant pour la qualité de l'environnement. »*

– Guy Lessard, président du Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches



# DÉVELOPPER DE FAÇON DURABLE, C'EST D'ABORD ASSUMER SES RESPONSABILITÉS ENVIRONNEMENTALES

Innergex a fait de la durabilité environnementale la clef de voûte de sa stratégie de développement.

*Canard arlequin au Projet hydroélectrique Upper Lillooet, en Colombie-Britannique.*

**P**our le personnel d'Innergex, la notion de développement durable ne se limite pas à ce que fait l'entreprise – c'est-à-dire produire de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Elle recouvre aussi la façon dont elle le fait : produire de l'électricité pour répondre aux besoins d'aujourd'hui sans nuire à la capacité des prochaines générations de répondre à leurs propres besoins. D'un point de vue environnemental, le développement durable consiste à exploiter l'eau, le vent ou le soleil tout en cherchant à éviter, minimiser, atténuer ou compenser l'effet que ces activités pourraient avoir sur l'écosystème environnant... et ultimement, à laisser la planète en meilleur état. En d'autres mots, agir de manière responsable.

Depuis plus de 20 ans, Innergex est reconnue pour son respect des normes environnementales les plus exigeantes. Elle s'est constamment efforcée d'améliorer ses pratiques en matière d'évaluation, de suivi, de respect des engagements, de conformité et de reddition de compte et, ce faisant, a développé de meilleures pratiques innovatrices, qui ultimement se sont intégrées à de nouvelles réglementations.

Elle a fait de la durabilité environnementale la clef de voûte de sa stratégie de développement, tout comme elle a fait de l'acceptabilité sociale sa pierre angulaire.

Dans une industrie assujettie à certaines des règles environnementales les plus strictes qui soient, il est difficile d'aller beaucoup plus loin que les exigences réglementaires elles-mêmes. Innergex demeure pleinement consciente que sa réputation repose en partie sur des installations bien conçues et bien gérées, et c'est pourquoi elle a fait de la conformité environnementale une véritable priorité. Cependant, c'est par l'intégration des considérations environnementales dès les premières étapes du processus de développement que l'entreprise se distingue vraiment. Les objectifs liés à l'ingénierie et ceux liés à l'environnement sont intégrés simultanément à la conception des nouveaux projets, de manière à mieux prendre en compte des valeurs environnementales comme la faune et son habitat, les habitats des poissons, les sols, la végétation et la protection contre l'érosion, ainsi que le patrimoine ancestral (incluant la protection des sites archéologiques et l'usage traditionnel de certains lieux), la santé et d'autres valeurs d'ordre social. Lorsque l'équipe de développement de projet estime le temps nécessaire à l'obtention des permis et à la

construction, qu'elle élabore un modèle de production moyenne à long terme d'électricité, ou qu'elle établit un budget, elle tient toujours compte des facteurs environnementaux. Cela permet à l'entreprise d'atteindre un juste équilibre entre la fonctionnalité de l'ingénierie, les rendements économiques, l'acceptabilité sociale et les aspects environnementaux, et ce, dès la conception d'un projet.

Les accomplissements d'Innergex dans le domaine de l'environnement sont le fruit du travail d'une équipe d'experts en environnement dévoués comprenant des biologistes, des ingénieurs en environnement et des spécialistes de domaines clés comme la reconstruction des habitats, l'obtention de permis et le suivi environnemental. Des gens qui ont à cœur de bien faire les choses. « Ces personnes choisissent de travailler chez Innergex parce qu'elles se préoccupent sincèrement de l'environnement et qu'elles sont persuadées que les énergies renouvelables constituent la meilleure voie pour notre planète. Le respect de l'environnement fait partie de ce que nous sommes et nous avons la chance de pouvoir compter sur une équipe compétente et dévouée, qui permet à Innergex de respecter les normes environnementales les plus strictes, année après année », estime Matt Kennedy, vice-président, Environnement - région de l'Ouest. ●

## Innergex contribue à la réalisation d'études sur l'emblématique grizzli de la Colombie-Britannique

Les grizzlis ont la réputation d'être puissants et résistants, mais en réalité, cette espèce a besoin de protection.

En septembre 2013, Innergex et son partenaire ont versé 300 000 \$ au ministère des Forêts, des Terres et de l'Exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique pour lui permettre d'effectuer une étude de cinq ans sur les populations de grizzlis du bassin versant de la rivière Upper Lillooet, où l'entreprise est actuellement en train de construire le Projet hydroélectrique Upper Lillooet. Afin de satisfaire aux exigences du certificat d'évaluation environnementale de ce projet, Innergex a conclu une entente de financement d'un programme provincial qui a pour but de mettre en œuvre un programme de dénombrement et de suivi des grizzlis et de comprendre quelles seront les conséquences du développement sur la population locale de grizzlis. La contribution d'Innergex permettra de poser des colliers et de suivre quatre grizzlis femelles, ainsi que de recueillir des échantillons de poils pour en prélever l'ADN.

L'engagement d'Innergex envers les grizzlis va bien au-delà de cet apport financier. Pour assurer la protection de l'espèce, il est essentiel de gérer les activités humaines de manière à préserver le plus possible l'habitat du grizzli. Pendant la construction du Projet hydroélectrique Upper Lillooet, l'entreprise prévoit mettre en place d'importantes mesures pour minimiser les impacts potentiels du chantier sur les grizzlis et leur habitat, y compris sur le plan des sites d'alimentation et des cours d'eau où fraient les saumons. De plus, on prévoit mettre en place un plan d'interaction entre les humains et la faune et un plan de gestion des conflits entre les humains et les ours afin de maximiser la sécurité des grizzlis - et des personnes - pendant la construction et l'exploitation des centrales.

L'équipe environnementale travaille de concert avec l'entrepreneur pour faire en sorte que le calendrier de construction tienne compte des délais et des mesures d'atténuation associées aux diverses composantes environnementales valorisées, comme la migration des poissons et de la faune, ou encore le respect des saisons de frai, de reproduction et de nidification, afin d'éviter de perturber les espèces clés.

Le processus de délivrance de permis du Projet hydroélectrique Upper Lillooet (qui comprend les centrales hydroélectriques au fil de l'eau Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek) a pris quatre ans et a exigé près de 7 500 pages d'études indépendantes, de consultations et de rapports, ainsi que des milliers d'heures de travail sur le terrain.



Parfois, il est possible d'aller au-delà de ce qui est prescrit par les règles environnementales. Le cas des habitats compensatoires pour les poissons d'Innergex en est un bon exemple : pour les six centrales de Harrison Lake, en Colombie-Britannique, l'essentiel de l'impact des projets sur les poissons et leur habitat concernait la truite arc-en-ciel, une espèce commune. Néanmoins, les deux habitats compensatoires pour les poissons ont été conçus pour servir également pour la fraie et l'alevinage du saumon, qui est considéré comme une espèce de plus grande valeur. Aujourd'hui, ces deux habitats sont activement utilisés non seulement par la truite arc-en-ciel, mais aussi par les saumons qui reviennent chaque année y pondre leurs œufs.



Jean La Couture est président du conseil d'administration d'Innergex énergie renouvelable inc.

# DIVIDENDES ET TAUX D'INTÉRÊT

Jean La Couture, président du conseil d'administration, fait le point sur le versement des dividendes de la société et son exposition à la hausse des taux d'intérêt.

Remplissage de la retenue d'amont au site hydroélectrique Northwest Stave River, en Colombie-Britannique.

## COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

	COMITÉ D'AUDIT	COMITÉ DE RÉGIE D'ENTREPRISE	COMITÉ DE MISE EN CANDIDATURE	COMITÉ DES RESSOURCES HUMAINES
John A. Hanna	Président	—	●	—
Lise Lachapelle	—	Présidente	●	—
Jean La Couture	●	●	Président	●
Richard Laflamme	—	●	●	Président
Daniel L. Lafrance	●	—	●	●
William A. Lambert	●	●	●	—



## AUGMENTATION DU DIVIDENDE

**D**ans la gouverne et la gestion de l'ambitieux programme de développement de projets et des nombreuses acquisitions d'Innergex, le mot d'ordre au sein de l'équipe de direction et du conseil d'administration a toujours été la prudence. Notre grande priorité est toujours d'assurer la durabilité du dividende, en veillant sur la capacité de la Société à dégager les liquidités prévues du nombre toujours croissant de ses sites en exploitation.

En 2013, Innergex a poursuivi son impressionnante croissance, avec l'achèvement de deux centrales hydroélectriques (mises en service en date du 18 décembre 2013 et du 1<sup>er</sup> janvier 2014) et la mise en service d'un parc éolien, le début des activités de construction de trois projets hydroélectriques en développement, l'acquisition d'une centrale hydroélectrique et la négociation d'un contrat d'achat d'électricité pour un projet éolien d'envergure. Ces réalisations ont procuré à l'équipe de direction et au conseil d'administration le degré de confort nécessaire pour accroître le dividende annuel sur les actions ordinaires de la Société à 0,60 \$ par action, soit une hausse de 3,4 %.

Cette décision témoigne de notre confiance quant à la capacité de la Société à dégager des liquidités stables qui sont amplement suffisantes pour maintenir sa politique de dividendes. Mais aussi, elle témoigne de notre confiance quant aux perspectives d'avenir de la Société.

## EXPOSITION LIMITÉE À LA HAUSSE DES TAUX D'INTÉRÊT

Bien qu'elle puisse paraître préoccupante, la hausse des taux d'intérêt a peu d'impact sur les activités de la Société, grâce à son modèle d'affaires résistant.

- Environ 98 % des dettes de la Société comportent un taux fixe ou sont protégés contre les fluctuations des taux d'intérêt par l'utilisation d'instruments financiers dérivés.
- Le refinancement de certaines dettes liées aux sites en exploitation venant à échéance au cours des prochaines années est protégé contre les fluctuations des taux d'intérêt grâce à des instruments financiers dérivés mis en place au moment de l'emprunt initial.
- Les financements pour les projets que la Société développe actuellement font l'objet d'un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt de base par l'entremise d'instruments financiers jusqu'à la clôture des financements de projet. Au moment où ces lignes sont écrites, ce programme de couverture était complété, pour l'essentiel, pour quatre des cinq projets en développement, protégeant ainsi ces projets contre les fluctuations du taux d'intérêt.
- Les futurs projets de la Société, qui n'ont pas encore de contrat d'achat d'électricité, seront tarifés en fonction des taux d'intérêt au moment de leur soumission dans le cadre d'un appel d'offres ou de leur négociation.

Pour Innergex, la création de valeur pour les actionnaires passe par la durabilité du dividende et son potentiel d'augmentation au fur et à mesure du développement ou de l'acquisition d'installations de production d'énergie renouvelable d'une grande qualité, qui génèrent des flux de trésorerie constants.

### CONSEIL D'ADMINISTRATION D'INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

#### JOHN A. HANNA\*

Occupation principale : Administrateur de sociétés  
Administrateur d'Innergex depuis : 2003

#### LISE LACHAPELLE\*

Occupation principale : Administratrice de sociétés et consultante  
Administratrice d'Innergex depuis : 2003

#### JEAN LA COUTURE\* - Président du conseil d'administration

Occupation principale : Président, Huis Clos Ltée  
Administrateur d'Innergex depuis : 2003

#### RICHARD LAFLAMME\*

Occupation principale : Administrateur de sociétés et de régimes de retraite  
Administrateur d'Innergex depuis : 2003

#### DANIEL L. LAFRANCE\*

Occupation principale : Administrateur de sociétés  
Administrateur d'Innergex depuis : 2003

#### WILLIAM A. LAMBERT

Occupation principale : Administrateur de sociétés  
Administrateur d'Innergex depuis : 2007

#### MICHEL LETELLIER

Occupation principale : Président et chef de la direction de la société  
Administrateur d'Innergex depuis : 2002

\* John A. Hanna, Lise Lachapelle, Jean La Couture, Richard Laflamme et Daniel L. Lafrance ont été nommés administrateurs de la société le 29 mars 2010 à la suite de la réalisation du regroupement stratégique d'Innergex énergie, Fonds de revenu et d'Innergex énergie renouvelable inc. Avant le regroupement stratégique, ils étaient tous fiduciaires depuis 2003 d'Innergex Énergie, Fiducie d'Exploitation, une filiale à part entière d'Innergex énergie, Fonds de revenu.

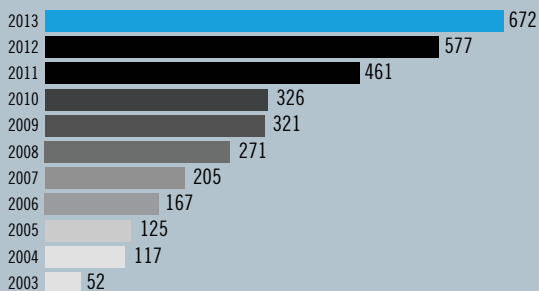
# FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS

<b>SOMMAIRE FINANCIER</b> Pour les exercices terminés le 31 décembre (en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)	<b>2013<sup>1</sup></b>	<b>2012<sup>1</sup></b>	<b>2011<sup>2</sup></b>	<b>2010<sup>2</sup></b>	<b>2009<sup>3</sup></b>
Production d'électricité (MWh)	<b>2 381 820</b>	2 104 945	1 905 426	1 227 435	823 989
Produits	<b>198 259</b>	176 655	148 260	91 385	58 625
BALIA ajusté <sup>4</sup>	<b>148 916</b>	133 792	111 196	68 111	46 778
Dividende déclaré - par action privilégiée de série A	<b>1,25</b>	1,25	1,25	0,42	-
Dividende déclaré - par action privilégiée de série C <sup>5</sup>	<b>1,57</b>	-	-	-	-
Dividende déclaré - par action ordinaire	<b>0,58</b>	0,58	0,58	0,61	0,68

- 1 Préparés conformément aux IFRS - excluent les coentreprises.
- 2 Redressés conformément aux IFRS - incluent les coentreprises.
- 3 Préparés conformément aux PCGR canadiens - incluent les coentreprises.
- 4 Défini comme étant les produits moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels.
- 5 Le versement de dividende initial était plus élevé pour tenir compte des dividendes accumulés depuis la date de clôture de l'émission d'actions privilégiées de série C du 11 décembre 2012. Le dividende annuel régulier est de 1,4375 \$.

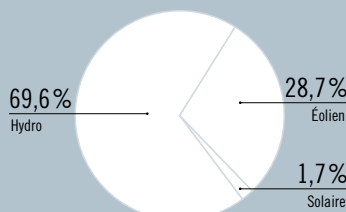
## PUISSANCE INSTALLÉE NETTE

Au 31 décembre  
(MW)



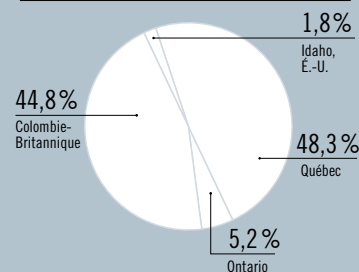
## DIVERSIFICATION PAR SOURCE D'ÉNERGIE

Basé sur la production réelle consolidée



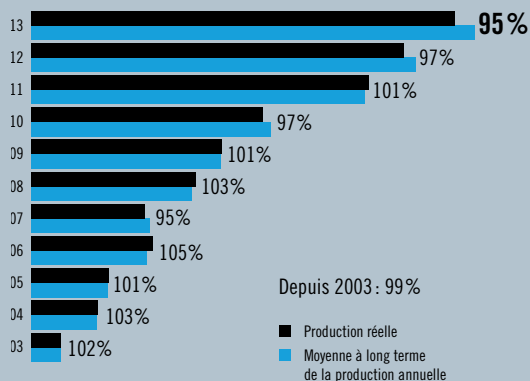
## DIVERSIFICATION GÉOGRAPHIQUE

Basé sur la production réelle consolidée



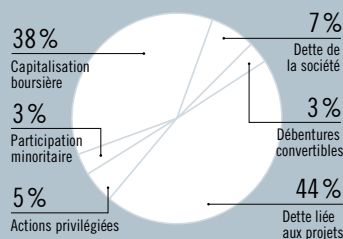
## PRÉVISIBILITÉ DE LA PRODUCTION

(GWh)



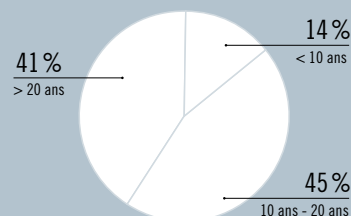
## STRUCTURE DU CAPITAL

Au 31 décembre



## ÉCHÉANCES DES CAÉ

Basé sur la moyenne à long terme de la production annuelle consolidée des sites en exploitation

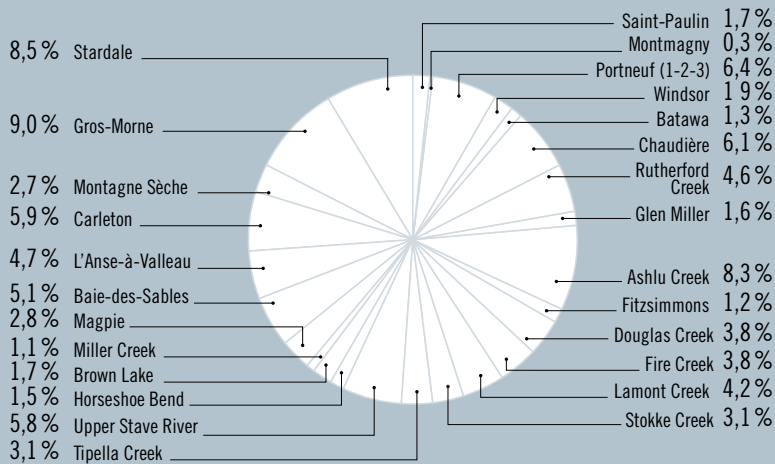


PROJETS EN DÉVELOPPEMENT	PROJET	LIEU	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE (MW)	PARTICIPATION D'INNERGEX	COÛTS DE CONSTRUCTION ESTIMÉS (M\$)	DATE PRÉVUE DE MISE EN SERVICE
<b>ÉOLIEN</b>	Mesgi'g Uguju's'n	QC	150,0	50,0 %	365,0 <sup>1</sup>	2016
<b>HYDRO</b>	Tretheway Creek	C.-B.	23,2	100,0 %	111,5	2015
	Boulder Creek	C.-B.	25,3	66,7 %	119,2	2015
	Upper Lillooet River	C.-B.	81,4	66,7 %	315,0	2016
	Big Silver Creek	C.-B.	40,6	100,0 %	216,0	2016

<sup>1</sup> Estimation préliminaire, sous réserve de modifications.

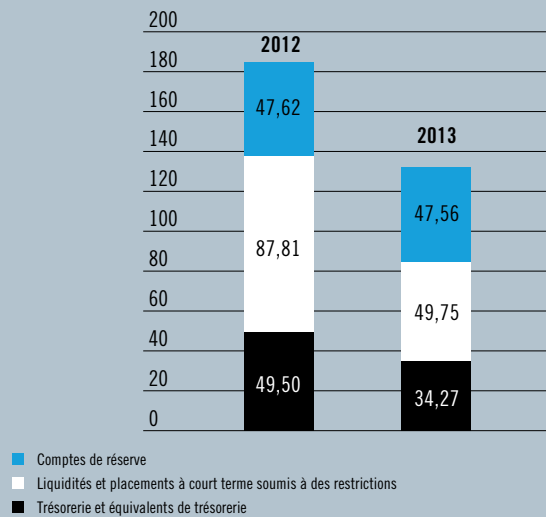
## RÉPARTITION DES REVENUS PAR SITE

Basé sur les produits de 2013



## LIQUIDITÉS ET COMPTES DE RÉSERVE

Au 31 décembre (M\$)



## FAITS SAILLANTS 2013

La production d'électricité a augmenté de **13 %** par rapport à l'an passé

Les produits ont augmenté de 12 % à

**198 M\$**

**93 %**

Ratio de distribution

Trois projets complétés

Une acquisition complétée

La puissance installée nette a augmenté de 16 % à

**672 MW**

**32** Nombre d'installations en exploitation

**70 %** Proportion d'énergie provenant de l'hydroélectricité

L'électricité que nous avons produite peut alimenter

**200 000**

foyers canadiens

**187 M\$**

levés en financement de projets

# COMPTE RENDU D'ACTIVITÉS

Comme par le passé, nous poursuivrons notre ambitieux programme de développement, maintiendrons une structure de capital équilibrée, et demeurerons à l'affût des occasions de croissance.

PERFORMANCE	2012	2013	2014
Électricité produite <sup>1</sup>	2 105 GWh +13%	2 382 GWh +13%	Approx. +20%
Produits <sup>1</sup>	176,7 M\$ +22%	198,3 M\$ +12%	Approx. +20%
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	133,8 M\$ +24%	148,9 M\$ +11%	Approx. +20%

Nombre d'installations en exploitation en fin d'année <sup>2</sup>	28	32	32
Puissance installée nette en fin d'année <sup>2</sup>	577 MW	672 MW	672 MW
Production moyenne à long terme consolidée, annualisée <sup>1,2</sup>	2 407 GWh	2 883 GWh	2 883 GWh

<sup>1</sup> Ces données excluent Umbata Falls et Viger-Denonville qui sont traitées comme des coentreprises et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

<sup>2</sup> Les données pour 2013 incluent les centrales hydroélectriques Northwest Stave River et Kwoiek Creek qui ont été achevées dans les délais et selon leur budget en décembre 2013 et dont la mise en service est entrée en vigueur le 18 décembre 2013 et le 1<sup>er</sup> janvier 2014, respectivement.

## NOUS AVONS DIT QUE NOUS FERIONS

### PERFORMANCE

**Augmenter l'électricité produite, les produits et le BAIIA ajusté d'environ 10 %** en raison des apports du parc solaire Stardale mis en service en mai 2012 et des centrales Brown Lake et Miller Creek acquises en octobre 2012, et de l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012. Ces cibles de croissance ont été révisées à environ 15 % à la suite de la clôture de l'acquisition de Magpie en juillet 2013.

**Augmenter le nombre d'installations en exploitation en fin d'année de 28 à 31** en raison de la mise en service des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River et du parc éolien Viger-Denonville.

**Augmenter la puissance installée nette en fin d'année de 577 MW à 631 MW** en raison des facteurs précités.

**Augmenter la production moyenne à long terme consolidée annualisée de 9 % à 2 684 GWh** en raison des facteurs précités.

### FINANCEMENT

**Financer le projet hydroélectrique Northwest Stave River à hauteur d'environ 75 M\$**

**Refinancer le parc éolien Carleton à hauteur d'environ 42 M\$**

**Financer le projet éolien Viger-Denonville à hauteur d'environ 55 M\$**

**Financer les projets hydroélectriques Upper Lilloet River et Boulder Creek à hauteur d'environ 370 M\$**

## NOUS AVONS FAIT

✓ L'électricité produite a augmenté de 13 %, tandis que les produits ont augmenté de 12 % et le BAIIA ajusté a augmenté de 11 % grâce à l'apport sur un exercice complet du parc solaire Stardale mis en service en mai 2012 et des centrales Brown Lake et Miller Creek acquises en octobre 2012, à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012, et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013, qui a occasionné une croissance d'environ 5 % de la production d'électricité et de 3 % des produits.

✓ La Société compte 32 installations en exploitation à la suite de la mise en service de Viger-Denonville, Kwoiek Creek et Northwest Stave River et de l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013.

✓ La puissance installée nette s'élève à 672 MW en raison des facteurs précités.

✓ La production moyenne à long terme consolidée annualisée a augmenté de 20 % à 2 883 GWh en raison des facteurs précités et des ajustements à la PMLT d'installations récemment mises en service, et excluant la centrale Umbata Falls.

✓ Le 23 mai, Innergex a conclu un financement de 72 M\$ comportant un taux d'intérêt de 5,3 % et une échéance de 40 ans pour le projet hydroélectrique Northwest Stave River.

✓ Le 26 juin, Innergex a conclu un financement de 52,8 M\$ comportant un taux d'intérêt de 5,6 % et amorti sur une durée d'environ 14 ans pour le parc éolien Carleton.

✓ Le 7 août, la Société et son partenaire ont conclu un financement de 61,7 M\$ comportant un taux d'intérêt de 6,0 % et une échéance de 18 ans pour le projet éolien Viger-Denonville.

✗ Innergex n'a pas conclu de financement pour ces projets, en raison principalement des activités de construction qui ont débuté seulement dans la deuxième moitié de l'année. Cependant, au troisième trimestre, elle a entamé un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée aux projets. Ce programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, en janvier 2014.

## NOUS FERONS

Innergex prévoit une **augmentation d'environ 20 % de l'électricité produite, des produits et du BAIIA ajusté** en raison de l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et des centrales hydroélectriques Northwest Stave River et Kwoiek Creek mises en service à la fin de 2013. Le parc éolien Viger-Denonville est une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence; par conséquent, il est exclu de ces données.

**Le nombre d'installations en exploitation devrait demeurer inchangé**, car l'achèvement des projets en développement actuellement est prévu entre 2015 et 2016. Cela ne tient pas compte d'acquisitions éventuelles.

**La puissance installée nette devrait demeurer inchangée** en raison des facteurs précités. Cela ne tient pas compte d'acquisitions éventuelles.

**La production moyenne à long terme consolidée annualisée devrait demeurer inchangée** en raison des facteurs précités. Cela ne tient pas compte d'acquisitions éventuelles.

---

---

---

La Société prévoit **conclure le financement des projets hydroélectriques Upper Lilloet River et Boulder Creek à hauteur d'environ 370 M\$** en 2014.

## NOUS AVONS DIT QUE NOUS FERIONS

Financer les projets hydroélectriques Tretheway Creek et Big Silver Creek à hauteur d'environ 220 M\$

Prolonger la facilité à terme de crédit rotatif  
*Aucune projection fournie en début d'année.*

---

## NOUS AVONS FAIT

⊗ Innergex n'a pas conclu de financement pour ces projets, en raison principalement des activités de construction qui ont débuté seulement dans la deuxième moitié de l'année pour Tretheway Creek et qui ont été reportées au printemps 2014 pour Big Silver Creek. Cependant, au troisième trimestre, elle a entamé un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée aux projets. Ce programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, en janvier 2014.

La Société a prolongé sa facilité à terme de crédit rotatif de 425 M\$ à 2018, permettant une flexibilité d'utilisation accrue avec les mêmes modalités qu'auparavant.

---

---

## NOUS FERONS

La Société prévoit conclure le financement du projet hydroélectrique Tretheway Creek à hauteur d'environ 70 M\$ en 2014 et du projet hydroélectrique Big Silver Creek à hauteur d'environ 150 M\$ fin 2014 ou début 2015.

---

Innergex prévoit entamer un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée au projet éolien Mesgi'g Uguj's'n.

La Société et son partenaire ont l'intention de refinancer la centrale hydroélectrique Umbata Falls à hauteur d'environ 47 M\$, compte tenu de l'échéance prochaine du financement de projet initial.

## DÉVELOPPEMENT – CROISSANCE INTERNE

Mettre en service la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek au quatrième trimestre

✔ La centrale hydroélectrique Kwoiek Creek a été achevée dans les délais et selon le budget en décembre 2013 et sa mise en service est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2014.

---

Mettre en service la centrale hydroélectrique Northwest Stave River au quatrième trimestre

✔ La centrale hydroélectrique Northwest Stave River a été achevée dans les délais et selon le budget en décembre 2013 et sa mise en service est entrée en vigueur le 18 décembre.

---

Commencer la construction au printemps et mettre en service le parc éolien Viger-Denonville au quatrième trimestre

✔ La construction du parc éolien Viger-Denonville a commencé au printemps; le projet a été achevé dans les délais et en deçà du budget, et le parc a été mis en service le 19 novembre.

---

Compléter le programme d'amélioration des immobilisations à la centrale hydroélectrique Miller Creek à l'automne

✔ Un programme d'amélioration des immobilisations de 7 M\$ prévu antérieurement pour le revêtement de la conduite forcée, le remodelage de la prise d'eau et le remplacement de composantes de turbines a été achevé dans les délais et selon le budget au début de novembre 2013. Par conséquent, la production moyenne à long terme de Miller Creek a augmenté de 5%.

---

Commencer la construction des projets hydroélectriques Tretheway Creek et Big Silver Creek

✔ Innergex a commencé la construction de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek au cours du quatrième trimestre. Elle a reporté la construction de la centrale Big Silver Creek au printemps 2014 sans incidence sur la date de mise en service prévue, étant donné que l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction et le fournisseur de turbines n'avaient pas été retenus avant l'hiver.

La Société prévoit faire progresser la construction de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek durant l'année et commencer la construction de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek au printemps.

Commencer la construction des projets hydroélectriques Upper Lilloet River et Boulder Creek

✔ Innergex a commencé la construction des centrales hydroélectriques Upper Lilloet River et Boulder Creek au cours du quatrième trimestre.

La Société prévoit faire progresser la construction des centrales hydroélectriques Upper Lilloet River et Boulder Creek durant l'année.

---

La Société et son partenaire autochtone prévoient signer un contrat d'achat d'électricité et faire progresser le développement et obtenir les permis du projet éolien Mesgi'g Uguj's'n, avec l'intention d'en commencer la construction en 2015.

---

Innergex prévoit soumettre plusieurs projets éoliens potentiels dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec de 450 MW d'ici l'échéance de septembre 2014.

---

Innergex prévoit renouveler le contrat d'achat d'électricité pour la centrale hydroélectrique Saint-Paulin pour un deuxième terme de 20 ans.

## CROISSANCE EXTERNE

Compléter l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie au Groupe de sociétés Hydroméga

✔ L'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie a été complétée le 25 juillet.

---

Compléter l'acquisition d'autres actifs d'Hydroméga faisant l'objet d'une lettre d'intention

⊗ La Société continue de faire progresser les négociations avec Hydroméga en vue d'acquiescer d'autres actifs faisant l'objet d'une lettre d'intention.

Innergex prévoit compléter l'acquisition d'autres actifs d'Hydroméga à des conditions qui permettront d'assurer qu'elles seront rentables.

Étudier des occasions de fusions-acquisitions qui contribuent immédiatement aux flux de trésorerie

⊗ Innergex est demeurée active et disciplinée dans l'étude de plusieurs dossiers d'acquisition tout au long de l'année. Elle n'a pas réussi à trouver une acquisition à des conditions satisfaisant à ses exigences de rendement et à son profil de risque.

La Société prévoit continuer à étudier des occasions de fusions-acquisitions qui correspondent à sa mission et contribuent aux flux de trésorerie, tout en satisfaisant à ses exigences de rendement et à son profil de risque.

# INFORMATION PROSPECTIVE DANS LE PRÉSENT DOCUMENT

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives, décrites en deuxième page de couverture et contenues dans ce document, que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels. Il présente

également les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

## PRINCIPALES HYPOTHÈSES

### PRODUCTION PRÉVUE

Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques ; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passés 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 qui sont pris en compte comprennent, sans s'y limiter, 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. Sur une base consolidée, la Société estime la PMLT 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).

### PRODUITS PRÉVUS

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).

## PRINCIPAUX RISQUES ET PRINCIPALES INCERTITUDES

Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe  
Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires  
Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues

Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes précités  
Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité  
Taux d'inflation moins élevé que prévu

## PRINCIPALES HYPOTHÈSES

### BAIIA AJUSTÉ PRÉVU

Pour chaque installation, la Société estime le résultat opérationnel annuel en soustrayant des produits estimés les charges opérationnelles 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 les résultats opérationnels prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats\*. Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau et de charges liées aux projets potentiels prévues, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.

\* Exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

### COÛTS DE PROJETS ESTIMÉS, OBTENTION DES PERMIS, DÉBUT DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION, TRAVAUX À RÉALISER ET MISE EN SERVICE DES PROJETS EN DÉVELOPPEMENT OU DES PROJETS POTENTIELS

La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement, fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, sur les coûts internes incrémentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés en fonction des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) retenu pour le projet.

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.

### DETTES LIÉES AUX PROJETS ET REFINANCEMENTS LIÉS AUX INSTALLATIONS EN EXPLOITATION PRÉVUS

La Société fournit des indications au sujet de son intention d'obtenir du financement de projet sans recours pour ses projets en développement et de refinancer des installations en exploitation à l'échéance des dettes actuelles, fondées sur la PMLT prévue et les coûts estimés pour chaque projet, la durée restante du contrat d'achat d'électricité, un ratio de levier financier d'environ 75 %-85 %, et compte tenu de sa grande expérience du financement de projets et de sa connaissance du marché des capitaux.

### INTENTION DE SOUMETTRE DES PROJETS AUX TERMES D'APPELS D'OFFRES

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.

## PRINCIPAUX RISQUES ET PRINCIPALES INCERTITUDES

Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent

Variations des frais liés aux permis d'utilisation de l'eau et aux droits de propriété foncière

Nombre de projets potentiels en cours

Charges d'entretien imprévues

Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC

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

Obtention des permis

Approvisionnement en matériel

Disponibilité du financement et fluctuations des taux d'intérêt

Relations avec les parties prenantes

Risques réglementaires et politiques

Disponibilité du financement et fluctuations des taux d'intérêt

Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures

Risques réglementaires et politiques

Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie

Capacité de conclure de nouveaux contrats d'achat d'électricité

# RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

## ACTIONS ORDINAIRES (TSX : INE)

Innergex énergie renouvelable inc. avait 95 654 911 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 10,60 \$ l'action, au 31 décembre 2013. 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 1,25 \$ l'action, payable trimestriellement le 15<sup>e</sup> jour de janvier, avril, juillet et octobre. Les actions privilégiées de série A seront rachetables au gré de la société à partir du 15 janvier 2016.

## 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 seront rachetables au gré de la société à partir du 15 janvier 2018.

## DÉBENTURES CONVERTIBLES (TSX : INE.DB)

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures convertibles d'un montant notionnel de 80,5 millions de dollars, portant intérêt au taux de 5,75 % par année et venant à échéance le 30 avril 2017. Chaque débeture convertible peut être convertie en actions ordinaires de la société au prix de 10,65 \$ l'action au gré du détenteur en tout temps avant la date la plus rapprochée du 30 avril 2017 ou de la date de rachat précisée par la société. Les débetures convertibles sont subordonnées à tous les autres titres de créance de la société.

## 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, rue Université, bureau 700  
Montréal (Québec) Canada H3A 3S8  
Téléphone : 1 800 564-6253 ou 514 982-7555  
Courriel : [service@computershare.com](mailto:service@computershare.com)  
Site web : [computershare.com](http://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'acquérir des actions supplémentaires de la société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la société, veuillez visiter notre site web au [www.innergex.com](http://www.innergex.com) ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare 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.

## NOTES DE CRÉDIT

	STANDARD & POOR'S	DBRS <sup>1</sup>
Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-	BB (élevé)
Actions privilégiées de série A	P-3	Pfd-4 (élevé)
Actions privilégiées de série C	P-3	Pfd-4 (élevé)
Débetures convertibles	--	--

<sup>1</sup>Notation non sollicitée



# S&P/TSX

La société fait partie des indices boursiers suivants :

- l'indice composé S&P/TSX
- l'indice de dividendes composé S&P/TSX
- l'indice de revenus sur les actions S&P/TSX
- l'indice composé à faible volatilité 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

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires d'Innergex est de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement sur le capital élevé, et de distribuer un dividende stable.

## RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS

Pour toute demande de renseignements financiers, de mises à jour concernant la société, de communiqués de presse récents ou de présentations, veuillez contacter :

**Marie-Josée Privyk, CFA, PAPPD**

Directrice - Relations avec les investisseurs

Tél. : 450 928-2550, [mjprivyk@innnergex.com](mailto:mjprivyk@innnergex.com)

Ou visitez [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@innnergex.com](mailto:info@innnergex.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.

**INNERGEX**

Énergie renouvelable.  
Développement durable.

# RAPPORT DE GESTION ET ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013

---



# 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 opérationnels, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 25 février 2014, date à laquelle il a été approuvé par le Conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. Pour de plus amples renseignements au sujet d'Innergex, notamment sa *Notice annuelle*, veuillez consulter le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) des autorités en valeurs mobilières du Canada à [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ou le site Web de la Société à [www.innergex.com](http://www.innergex.com).

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ainsi que les données comparables de 2012, 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 .....	26
Information prospective .....	3	Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution ....	35
Vue d'ensemble .....	5	Performance financière prévue .....	36
Stratégie de la Société .....	6	Information sectorielle .....	38
Tendances du marché .....	9	Renseignements financiers trimestriels .....	41
Information annuelle choisie .....	11	Résultats du quatrième trimestre .....	42
Activités en 2013 .....	12	Participations dans des coentreprises .....	44
Activités de mise en service .....	15	Filiales non entièrement détenues .....	46
Projets en développement .....	16	Risques et incertitudes .....	49
Projets potentiels .....	17	Principales conventions comptables .....	52
Résultats opérationnels .....	18	Modifications de méthodes comptables .....	52
Liquidités et ressources en capital .....	24	Événements postérieurs à la date de clôture .....	54
Dividendes .....	25	Renseignements supplémentaires et mises à jour .....	54

## ÉTABLISSEMENT ET MAINTIEN DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET DU CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière et vice-président principal de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

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

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière et vice-président principal de la Société ont évalué l'efficacité des CPCI et des CIIF de la Société au 31 décembre 2013 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 2013. Il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant l'exercice clos le 31 décembre 2013 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 ou les coûts de projet estimés, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des Projets en développement, d'acquisitions récemment annoncées, 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 principales hypothèses formulées par la Société, à propos notamment des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des conditions du marché des capitaux et de la réussite de la Société à développer de nouvelles installations.

**Risques et incertitudes** : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement futurs exprimés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués dans la *Notice annuelle* de la Société sous la rubrique « Facteurs de risque » et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en oeuvre sa stratégie; sa capacité à accéder à des ressources en capital suffisantes; le risque de liquidité associé aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la capacité de développer de nouvelles installations; l'obtention de permis; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; la déclaration de dividendes à la discrétion du conseil d'administration; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité; la capacité de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en matériaux; les changements réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées; les frais liés aux droits de propriété foncière et aux permis d'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; la sécurité des barrages; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; les limites de l'assurance; une notation de crédit qui peut ne pas refléter la performance réelle de la Société; la possibilité de responsabilité non divulguée liée aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis; le défaut d'obtenir les avantages des acquisitions; le défaut de conclure l'acquisition des centrales hydroélectriques et du projet en développement d'Hydroméga; l'introduction à l'exploitation d'un parc solaire photovoltaïque; et la fluctuation des produits provenant de la centrale Miller Creek en raison du prix au comptant Mid-C de l'électricité.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective soient 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 d'actionnement, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p>
<p><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 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 opérationnel annuel en soustrayant des produits estimés les charges opérationnelles 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*. Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau et de charges liées aux Projets potentiels prévues, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.</p> <p>* Exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Variations des frais liés aux permis d'utilisation de l'eau et aux droits de propriété foncière</p> <p>Nombre de Projets potentiels en cours</p> <p>Charges d'entretien imprévues</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>Disponibilité du financement et fluctuations des taux d'intérêt</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p>
<p><b>Dettes liées aux projets et refinancement liés aux Installations en exploitation prévus</b></p> <p>La Société fournit des indications au sujet de son intention d'obtenir du financement de projet sans recours pour ses Projets en développement et de refinancer des Installations en exploitation à l'échéance des dettes actuelles fondées sur la PMLT prévue et les coûts estimés de chaque projet, la durée restante du contrat d'achat d'électricité, un ratio de levier financier d'environ 75 %-85 %, et compte tenu de sa grande expérience du financement de projets et de sa connaissance du marché des capitaux.</p>	<p>Disponibilité du financement et fluctuations des taux d'intérêt</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</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 oeuvre sa stratégie</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux contrats d'achat d'électricité</p>

# RAPPORT DE GESTION

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

## VUE D'ENSEMBLE

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

### Portefeuille d'actifs

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

- 32 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et janvier 2014, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 5,9 années. Elles vendent l'électricité produite en vertu de Contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 20,2 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- cinq projets qui ont des dates prévues de mise en service en 2015 et 2016 (les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour trois des projets; et
- plusieurs projets pour lesquels certains droits de propriété foncière ont été obtenus, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres (« AO ») ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (« POS ») (collectivement, les « Projets potentiels »). Ces projets sont à différents stades de développement.

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

## INNERGEX

	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
<b>Hydroélectricité</b>			
Puissance brute :	516,5 MW	170,5 MW	1 000,0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	402,4 MW	134,9 MW	950,0 MW
<b>Éolien</b>			
Puissance brute :	614,1 MW	150,0 MW	2 085,0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	236,3 MW	75,0 MW	1 910,0 MW
<b>Solaire</b>			
Puissance brute :	33,2 MW	-	40,0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	33,2 MW	-	40,0 MW
<b>Total</b>			
Puissance brute :	1 163,8 MW	320,5 MW	3 125,0 MW
Puissance nette <sup>1</sup> :	671,9 MW	209,9 MW	2 900,0 MW

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

# RAPPORT DE GESTION

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

## STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

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

### Politique de dividende annuel

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

La politique de dividende de la Société est déterminée par le Conseil d'administration et se fonde sur les résultats 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.

### Indicateurs de rendement clés

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés qui incluent ou pourraient inclure l'électricité générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh »), les produits moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels (« BAIIA ajusté ») et le BAIIA ajusté divisé par les produits (« marge du BAIIA ajusté »), ainsi que les dividendes déclarés sur actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles (« Ratio de distribution »), les Flux de trésorerie disponibles étant définis comme les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien nettes des produits de cession, les remboursements prévus du capital sur la dette, les dividendes déclarés sur actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, ainsi que les 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 et qui comprennent les coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou les gains réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets avant que cette dette ne soit contractée. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net et que les Flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, comme il est déterminé conformément aux IFRS. La Société croit que ces indicateurs sont importants puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également les comparaisons entre les périodes.

### Diversification des sources d'énergie

La quantité d'électricité produite par les Installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des débits d'eau, des régimes de vent et un régime solaire moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 25 centrales hydroélectriques localisées sur 22 bassins versants, six parcs éoliens et un parc solaire, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustrent le tableau et les diagrammes suivants :

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

1. Production moyenne à long terme (PMLT) annualisée pour les installations en exploitation au 25 février 2014. La PMLT est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, laquelle est présentée à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

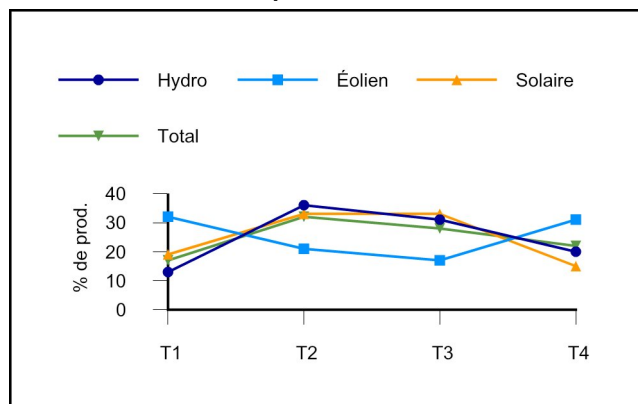
2. La PMLT pour un parc solaire diminue avec le temps en raison de la dégradation prévue des panneaux.



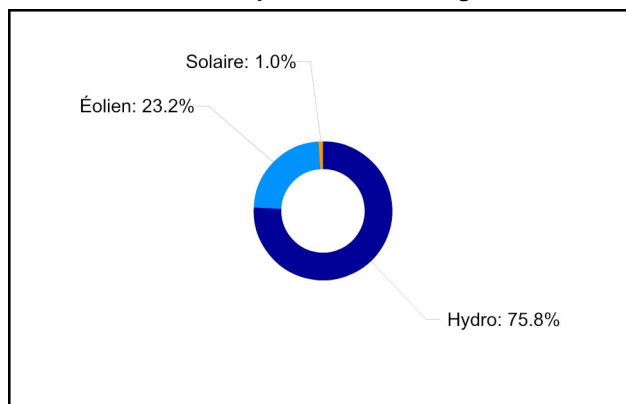
# RAPPORT DE GESTION

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

### PMLT par trimestre



### PMLT par source d'énergie



## Relations stratégiques

La Société collabore souvent avec un partenaire stratégique ou financier. Dans de tels cas, la Société et le partenaire partagent 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 Lillooet ainsi que des autres Projets potentiels de Creek Power Inc.), le Mi'gmawei Mawiomi (ou les « communautés 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 L.P., respectivement).

## Occasions de croissance organique

La sensibilisation et les préoccupations croissantes liées à des questions comme l'accès à une énergie propre, la sécurité et l'efficacité énergétiques et les impacts environnementaux des combustibles fossiles traditionnels incitent les gouvernements fédéral et provinciaux 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 au Canada sont prometteuses.

La Société a tout lieu de croire que des occasions au titre d'AO continueront de se présenter, particulièrement au Québec, en Colombie-Britannique et en Ontario, puisque ces provinces ont été très proactives dans l'approvisionnement en énergie renouvelable. Si la Société a par le passé concentré ses soumissions en réponse à des AO lancés dans ces trois provinces, où elle connaît habituellement un bon niveau de succès, elle continue de suivre attentivement la situation dans d'autres provinces où des occasions pourraient se présenter.

Au Québec, Hydro-Québec a lancé en décembre 2013 un appel d'offres visant un bloc de 450 MW d'énergie éolienne, y compris 300 MW pour des projets dans les régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie et des projets de 150 MW ailleurs dans la province. La réglementation prévoit un prix maximum de 0,09 \$ par kWh, des exigences minimales de contenu local de 60 % et une participation de 50 % ou plus par une entité locale, notamment les municipalités et les Premières Nations. La Société a plusieurs projets éoliens qu'elle compte soumettre en vertu de cet appel d'offres avant la date limite fixée en septembre 2014.

En Ontario, le gouvernement a annoncé en juin 2013 qu'il délaissera l'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable dans le cadre du Programme de tarifs de rachat garantis (« TRG ») pour les projets d'envergure. Par conséquent, l'Office de l'électricité de l'Ontario a mis fin aux soumissions de projets de grande envergure dans le cadre du programme de TRG pour lesquels aucun contrat n'a été attribué. L'Ontario visera plutôt à mettre en place un processus d'offre compétitif qui prendra en compte les besoins et les préoccupations des communautés locales, notamment les municipalités et les Premières Nations. Dans le cadre du *Plan énergétique à long terme* de l'Ontario rendu public en décembre 2013, le gouvernement a réitéré son engagement d'investir dans l'énergie renouvelable et a fait part de son intention de lancer un nouveau processus d'approvisionnement au printemps 2014. La capacité d'approvisionnement visée serait de 300 MW d'énergie éolienne et de 140 MW d'énergie solaire en 2015 et d'un autre bloc de 300 MW d'énergie éolienne et de 150 MW d'énergie solaire en 2016.

# RAPPORT DE GESTION

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

avec des révisions annuelles. La Société a plusieurs projets éoliens et solaires qu'elle continue de faire progresser en prévision des soumissions aux termes d'un processus d'offre compétitif futur. Plusieurs Projets prospectifs en Ontario, en particulier dans le secteur éolien, continuent de dépendre de l'expansion du réseau de transport dans le nord de la province et présentent un potentiel à plus long terme.

En Colombie-Britannique, BC Hydro a rendu public en novembre 2013 son plan de ressources intégrées qui prévoit un ensemble de mesures pour répondre à l'augmentation prévue de la demande en électricité, y compris la construction par BC Hydro de la centrale hydroélectrique Site-C de 1 100 MW, ainsi qu'un ensemble de mesures appuyant un secteur de l'énergie propre sain et diversifié et qui fait 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. Les plans ambitieux de la province visant l'expansion des secteurs de l'exploitation minière et de gaz naturel liquéfié (« GNL ») peuvent donner lieu à des occasions de développement dans le secteur de l'énergie renouvelable, à la lumière de l'engagement de la première ministre envers la production du GNL « le plus propre du monde » et de l'importance pour la population de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. La Société continue d'aller de l'avant avec le développement de plusieurs Projets potentiels afin de répondre aux besoins en approvisionnement d'énergie renouvelable futurs dans la province ou de les soumettre aux termes du Programme d'offre standard.

Aux États-Unis, l'équipe de direction de la Société continuera à évaluer les possibilités avec discernement, particulièrement à la lumière de l'objectif renouvelé de l'administration actuelle des États-Unis d'augmenter la production d'énergie renouvelable et de l'existence de Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable dans plusieurs États. 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 de crédits d'impôts fédéraux (même si un important crédit d'impôts pour l'énergie éolienne n'a pas été renouvelé à la fin de 2013) et de 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. Déjà en 2014, l'EIA estime que l'énergie éolienne est la deuxième source d'énergie la plus économique, après le gaz naturel.

## Occasions de croissance par l'entremise d'acquisitions

La Société peut également connaître une expansion au moyen de l'acquisition de Projets potentiels et en développement qui sont à différentes étapes de développement, ou encore d'actifs de production d'énergie adéquats qui sont déjà en service commercial. 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 propre et renouvelable si des occasions rentables se présentent. Des projets futurs pourraient être mis en oeuvre dans n'importe quelle région où des occasions existent, mais la Société prévoit que la plupart de ces occasions s'offrent à court terme au Canada et aux États-Unis.

## Facteurs clés de croissance

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

- la demande d'énergie renouvelable;
- les lois gouvernementales 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.

## 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 efficace 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 2013, la Société comptait un total de 171 employés (y compris les employés de Cartier Énergie Éolienne).

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## 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 croissante aux effets des émissions de gaz à effet de serre sur le changement climatique et l'environnement, 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 contractuels stables à long terme, la mise en oeuvre 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'efficacité des producteurs indépendants d'énergie.

Par ailleurs, 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. À court terme, cette situation pourrait influencer sur la demande d'énergie renouvelable.

### 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 oeuvre 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 probabilité la plus haute 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 visent un pourcentage déterminé d'électricité provenant de sources renouvelables :

- Colombie-Britannique – production d'au moins 93 % de l'électricité totale à partir de sources propres ou renouvelables et établissement de l'infrastructure nécessaire au transport de cette électricité;
- Manitoba – développement de 1 000 MW d'énergie éolienne d'ici 2015; toutefois, aucun développement n'est prévu à l'heure actuelle;
- Nouveau-Brunswick – production d'énergie renouvelable représentant 10 % de la production d'électricité totale d'ici 2016 et part de 40 % des ventes d'électricité sous forme d'énergie renouvelable dans la province d'ici 2020;
- Terre-Neuve-et-Labrador – développement de 80 MW d'énergie éolienne sur l'île de Terre-Neuve; toutefois, aucun développement n'est prévu à l'heure actuelle et la puissance installée se chiffre à 55 MW;
- Nouvelle-Écosse – production de 25 % de l'électricité totale à partir de sources renouvelables d'ici 2015 et de 40 % d'ici 2020;

# RAPPORT DE GESTION

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

---

- 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;
- Île-du-Prince-Édouard – production d'énergie éolienne installée de 500 MW d'ici 2013 et doublement du volume selon les NOER à 30 % de l'électricité totale provenant de sources renouvelables d'ici 2013;
- Québec – développement de 4 000 MW d'énergie éolienne d'ici 2015 et capacité supplémentaire de 100 MW d'énergie éolienne pour chaque tranche de 1 000 MW de puissance installée d'énergie hydroélectrique supplémentaire; et
- Saskatchewan – développement de 200 MW d'énergie éolienne d'ici 2015.

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques. Compte tenu d'une puissance hydroélectrique installée estimée de plus de 74 000 MW, il est le deuxième 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 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 neuvième rang pour la production d'énergie éolienne dans le monde avec une puissance installée de plus de 7 800 MW et 1 500 MW par année d'énergie éolienne mise en service au cours des prochaines années. Plusieurs raisons expliquent la vitalité de l'industrie de l'énergie éolienne, notamment les NOER provinciales, des délais relativement courts de construction et des bonnes sources d'énergie éolienne, y compris de vastes côtes et des vents forts dans diverses régions rurales, ainsi que des nombreux appels d'offres 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. En octobre 2013, l'Office de l'électricité de l'Ontario a indiqué que la puissance installée d'énergie photovoltaïque solaire en service commercial s'élevait à 814 MW, et qu'une puissance supplémentaire de 1 184 MW était en développement. Les modifications au processus d'approvisionnement annoncées par le gouvernement de l'Ontario en 2013, par exemple l'annulation de l'approvisionnement en énergie renouvelable dans le cadre de projets d'envergure aux termes du programme de TRG, l'abolition des exigences de contenu local et la transition à un système de facturation nette pour les projets microFIT, ont accentué l'incertitude au sujet des perspectives futures de l'industrie solaire dans cette province. Le gouvernement a toutefois annoncé son intention d'obtenir un bloc de 140 MW de nouvelle énergie solaire en 2015 et un autre bloc de 150 MW en 2016. De plus, les coûts de production continuent de diminuer année après année.

# 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		
	2013	2012	2011
		(retraité) <sup>3</sup>	(retraité) <sup>3</sup>
Production (MWh)	2 381 820	2 104 945	1 869 825
PMLT (MWh)	2 502 562	2 169 182	1 831 119
Produits	198 259	176 655	144 786
BAIIA ajusté	148 916	133 792	108 094
Marge du BAIIA ajusté	75,1%	75,7%	74,7%
Bénéfice net (Perte nette)	45 431	(5 383)	(43 704)
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	48 170	1 405	(40 547)
(\$ par action ordinaire - de base)	0,43	(0,03)	(0,59)
(\$ par action ordinaire - dilué)	0,43	(0,03)	(0,59)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	94 694	86 557	75 681
Total de l'actif	2 377 074	2 296 440	2 005 469
Dette à long terme	1 340 367	1 230 708	1 025 628
Passif courant et autres passifs non courants	290 941	298 145	321 235
Composante passif des débetures convertibles	79 831	79 655	79 490
Participations ne donnant pas le contrôle	81 429	107 611	114 399
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	584 506	580 321	464 717
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1,25	1,25	1,25
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C <sup>1</sup>	1,570425	—	—
Dividende déclaré par action ordinaire	0,58	0,58	0,58
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	54 967	50 693	43 990
Flux de trésorerie disponibles <sup>2</sup>	58 982	43 897	39 024
Ratio de distribution <sup>2</sup>	93%	115%	113%

1. Le dividende trimestriel régulier s'établit à 0,3593375 \$; le dividende initial était plus élevé pour tenir compte des dividendes à payer depuis la date de clôture de l'émission des Actions privilégiées de série C le 11 décembre 2012.

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 ».

3. Se reporter à la rubrique « Modifications de méthodes comptables » pour une explication plus détaillée de l'incidence de l'application d'IFRS 11.

### Comparaison entre 2013, 2012 et 2011

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les augmentations de la production, des produits et du BAIIA ajusté sont principalement attribuables à l'apport sur un exercice complet du parc solaire Stardale, qui a été mis en service en mai 2012, à l'apport sur un exercice complet des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, qui ont été acquises en octobre 2012, à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne depuis novembre 2012 et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013. L'amélioration du résultat, qui est passé d'une perte nette de 5,4 M\$ à un bénéfice net de 45,4 M\$, est principalement attribuable aux raisons mentionnées ci-dessus ainsi qu'à un gain net latent plus élevé et à une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés inférieure en 2013 par rapport à 2012. L'augmentation de la dette à long terme s'explique principalement par l'ajout de la dette liée aux projets Northwest Stave et Magpie et par l'accroissement de la dette liée au projet Carleton par suite du refinancement.

Les augmentations de la production, des produits et du BAIIA ajusté en 2012 par rapport à 2011 sont principalement attribuables à l'apport sur un exercice complet de l'Acquisition de Cloudworks en avril 2011, à la mise en service des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne en novembre 2011, à la mise en service du parc solaire Stardale en mai 2012 et à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek en octobre 2012. La baisse de la perte nette, qui est passée de 43,7 M\$ à 5,4 M\$ est attribuable principalement aux raisons mentionnées ci-dessus, ainsi qu'à une hausse des charges financières et à un profit net latent sur instruments financiers dérivés, par rapport à une perte nette latente en 2011, partiellement contrebalancée par une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés en 2012. L'augmentation de la dette à long terme est attribuable principalement aux prêts pour Montagne Sèche, Stardale et Kwoiek Creek et aux prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif pour Gros-Morne. L'augmentation des capitaux propres est liée essentiellement à l'émission d'actions ordinaires et privilégiées.

# RAPPORT DE GESTION

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

Incidence sur le résultat net des profits nets latents et des pertes nettes réalisées sur instruments financiers dérivés	Exercices clos le 31 décembre		
	2013	2012	2011
Bénéfice net (Perte nette)	45 431	(retraité) (5 383)	(retraité) (43 704)
(Déduire) Ajouter : (Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(45 249)	(7 791)	58 567
Ajouter : Perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés	3 259	14 127	—
Ajouter (Déduire) : Charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	11 127	(1 647)	(15 813)
(Déduire) Ajouter : Quote-part du profit net latent et réalisé ou de la perte nette latente et réalisée sur instruments financiers dérivés des coentreprises, déduction faite de la charge d'impôt qui s'y rapporte	(1 951)	(408)	2 126
	12 617	(1 102)	1 176

En excluant les pertes nettes réalisées et les profits nets latents sur instruments financiers dérivés, ainsi que l'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 se serait établi à 12,6 M\$, comparativement à une perte nette de 1,1 M\$ en 2012 et à un bénéfice net de 1,2 M\$ en 2011.

## ACTIVITÉS EN 2013

### Le partenaire d'Innergex se voit attribuer 150 MW pour un projet éolien (Mesgi'g Ugju's'n)

Le 10 mai 2013, les communautés Mi'gmaq du Québec, avec lesquelles la Société a une entente de partenariat, se sont vu attribuer 150 MW par le gouvernement du Québec pour un projet de parc éolien dans la péninsule gaspésienne. En décembre 2013, les partenaires ont signé une lettre d'intention avec Hydro-Québec Distribution pour un contrat d'achat d'électricité de 20 ans, sous réserve d'un décret en conseil du gouvernement du Québec. Pour un complément d'information au sujet du projet Mesgi'g Ugju's'n, se reporter à la rubrique « Projets en développement ».

### Conclusion du financement du projet hydroélectrique Northwest Stave River

Le 23 mai 2013, la Société a conclu un financement sans recours de 72,0 M\$ pour un prêt de construction et un prêt à terme visant la centrale hydroélectrique Northwest Stave River en Colombie-Britannique. Le prêt de construction de 72,0 M\$ porte un taux d'intérêt fixe de 5,3 %; pendant les mois qui suivent la mise en service du projet, il sera converti en un prêt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti sur une période de 35 ans, à compter de la sixième année. Ce financement a été conclu avec Industrielle Alliance, Assurance et services financiers inc., à titre d'agent et de prêteur principal, et comprend le Fonds de financement d'infrastructures par emprunt Stonebridge, à titre de prêteur.

### Prolongement de la facilité à terme de crédit rotatif jusqu'en 2018

Le 17 juin 2013, la Société a prolongé sa facilité à terme de crédit rotatif de 425 M\$ avec une nouvelle durée de cinq ans venant à échéance en 2018. La facilité à terme de crédit rotatif est garantie par 13 des Installations en exploitation de la Société qui ne sont pas autrement grevées d'une dette et sert de source de capital souple pour financer la croissance de la Société. Les modalités sont demeurées inchangées et la flexibilité d'utilisation a été accrue. Le syndicat bancaire est demeuré lui aussi inchangé; il est composé de La Banque Toronto-Dominion à titre d'agent administratif et de prêteur, la Banque de Montréal à titre d'agent de syndication et de prêteur, ainsi que la Banque Canadienne Impériale de Commerce, la Caisse centrale Desjardins, la Banque Nationale du Canada, La Banque de Nouvelle-Écosse et la Banque Laurentienne du Canada, également à titre de prêteurs.

### Refinancement du parc éolien Carleton

Le 26 juin 2013, la Société a conclu un financement de 52,8 M\$ pour un prêt à terme sans recours en vue de refinancer sa participation dans le parc éolien Carleton situé au Québec, au Canada. Le prêt à terme porte un taux d'intérêt fixe de 5,6 % (par l'entremise de swaps) et le principal sera amorti sur une durée d'environ 14 ans, soit un peu moins que la durée restante du premier contrat d'achat d'électricité du parc éolien. Le produit supplémentaire provenant du refinancement d'environ 11,7 M\$ a servi principalement à réduire les prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif de la Société. Le montant plus élevé du refinancement résulte de la performance du parc éolien meilleure que prévu initialement par les prêteurs. Le nouveau financement, ainsi que l'entente de swap pour fixer le taux d'intérêt, sont accordés par les mêmes deux prêteurs que pour le financement initial, soit Sumitomo Mitsui Banking Corporation et Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ Canada.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## Programme de couverture des taux d'intérêt

En 2013, la Société a entrepris un programme de couverture afin de fixer les taux d'intérêt sur le financement futur lié à cinq Projets en développement, jusqu'à la clôture de ces financements, au moyen d'instruments financiers dérivés. En date du présent rapport de gestion, le programme de couverture était complété, pour l'essentiel, pour quatre des cinq Projets en développement, éliminant à toute fin pratique l'exposition de ces projets aux fluctuations des taux d'intérêt.

## Clôture de l'acquisition de Magpie

Le 25 juillet, 2013, la Société a complété l'acquisition auprès du groupe de sociétés Hydroméga d'une participation dans la centrale Magpie, située au Québec, annoncée précédemment. Magpie est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 40,6 MW située sur des terres publiques dans la Municipalité régionale de comté de Minganie, dans le nord-est du Québec. Cette centrale a été mise en service en 2007 et toute l'électricité qu'elle produit fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 25 ans avec Hydro-Québec, dont le prix est augmenté annuellement de 1 %. La production annuelle moyenne de Magpie est d'environ 185 000 MWh, assez pour alimenter près de 11 000 foyers québécois chaque année.

## Acquisition des autres actifs d'Hydroméga

En même temps que l'annonce de l'acquisition de Magpie en juillet 2012, la Société a signé une lettre d'intention avec Hydroméga visant l'acquisition de sa participation dans plusieurs autres actifs, dont une centrale hydroélectrique de 30,5 MW au Québec, quatre projets hydroélectriques désormais en exploitation d'une puissance installée totale de 22,0 MW en Ontario et un projet hydroélectrique en construction d'une puissance installée de 10,0 MW, également en Ontario. La Société poursuit les négociations avec Hydroméga en vue de l'acquisition d'autres actifs, tout en s'assurant que cette acquisition sera rentable, le cas échéant.

## Clôture du financement du projet éolien Viger-Denonville

Le 7 août 2013, Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« Viger-Denonville, s.e.c. ») a conclu un financement sans recours de 61,7 M\$ pour un prêt de construction à terme visant le projet éolien Viger-Denonville, situé au Québec. Le prêt de construction de 61,7 M\$ porte un taux d'intérêt fixe de 6,0 % (par l'entremise d'un swap) depuis le 31 décembre 2013; pendant les mois suivant la mise en service du projet, il sera converti en prêt à terme amorti sur 18 ans. Viger-Denonville, s.e.c. a également conclu un prêt à court terme de 5,5 M\$ portant un taux d'intérêt variable pour financer la construction du poste électrique et du réseau collecteur, pour lesquels il a droit à un remboursement d'Hydro-Québec en 2014. Ces prêts ont été conclus avec KfW IPEX-Bank GmbH à titre d'agent et de prêteur.

En même temps que la clôture de ce financement, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette et ainsi protéger les rendements prévus du projet, donnant lieu à un profit réalisé sur instruments financiers dérivés de 2,2 M\$, soit l'équivalent d'un taux d'intérêt fixe de l'ordre de 5,5 % sur le prêt.

## Modifications au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »)

En raison des conditions de marché en vigueur pendant la majeure partie de 2013, 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. Par conséquent, les actions achetées aux termes du RRD demeureront des actions nouvellement émises, et le prix continuera d'être fixé au cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant les cinq (5) jours ouvrables précédant immédiatement la date de versement de dividendes. Cette modification est entrée en vigueur le 8 août 2013. Toute décision de la Société destinée à modifier la méthode d'achat des actions ou l'escompte accordé sur le prix d'achat des actions nouvellement émises sera annoncée par voie de communiqué.

## Programme d'améliorations des immobilisations à la centrale hydroélectrique Miller Creek

Au début de novembre 2013, la Société a achevé comme prévu un programme d'améliorations des immobilisations d'environ 7,0 M\$ à la centrale hydroélectrique Miller Creek de 33,0 MW, en Colombie Britannique. Les travaux ont porté notamment sur la préparation de la surface et le revêtement de la conduite forcée, la restructuration et le remodelage de la prise d'eau pour réduire la pénétration de sable et de sédiments et l'amélioration du rendement hydraulique et le remplacement de composantes de turbines. Le programme a été achevé conformément à l'échéancier et au budget et la centrale, qui a été fermée le 12 août, a repris ses activités le 13 novembre. Par suite de ces améliorations, la production annuelle moyenne à long terme de la centrale a augmenté de l'ordre de 5 %, pour passer de 97 900 MWh à 102 795 MWh. Ce programme de dépenses en immobilisations, qui a été annoncé au moment de l'acquisition, devait initialement se dérouler à l'automne 2012; il a par la suite été reporté à l'automne 2013 en raison du processus de clôture de l'acquisition plus long que prévu, de contraintes saisonnières et de la disponibilité de l'entrepreneur. Ce programme a été financé à partir du produit du placement privé de 123,7 M\$ réalisé en juillet 2012 et a été pris en compte dans l'établissement du prix d'achat lors de l'acquisition de Miller Creek.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Mise en service du parc éolien Viger-Denonville**

Le 19 novembre 2013, la Société et la Municipalité régionale de comté (« MRC ») de Rivière-du-Loup ont annoncé la mise en service du parc éolien Viger-Denonville de 24,6 MW, situé au Québec. Pour un complément d'information au sujet du parc éolien Viger-Denonville, se reporter aux rubriques « Activités de mise en service » et « Participations dans des coentreprises ».

## **Ententes avec la Première Nation Saik'uz pour le développement d'un projet éolien**

Le 17 décembre 2013, la Société a signé une lettre d'intention et un protocole d'entente sur le savoir traditionnel avec la Première Nation Saik'uz concernant le développement d'un projet éolien à Nulki Hills près de Vanderhoof, en Colombie-Britannique. Le projet potentiel, représentant jusqu'à 210 MW d'énergie, fait présentement l'objet d'une évaluation environnementale de la Colombie-Britannique. Les partenaires travailleront ensemble à l'obtention d'un certificat d'évaluation environnementale de la province et d'un contrat d'achat d'électricité de BC Hydro pour ce projet, qui pourrait fournir de l'électricité au réseau dès 2018.

## **Ajout à l'indice composé S&P/TSX**

Le 20 décembre 2013, la Société a été ajoutée à l'indice composé S&P/TSX ainsi qu'à l'indice de dividendes composé S&P/TSX, l'indice de revenus sur les actions S&P/TSX et l'indice composé à faible volatilité S&P/TSX. Ces modifications ont été annoncées par S&P Dow Jones Indices LLC à la suite de la révision trimestrielle des indices canadiens S&P/TSX que fournit cette société.



# RAPPORT DE GESTION

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

## ACTIVITÉS DE MISE EN SERVICE

Le tableau qui suit présente les Installations en exploitation qui ont été mises en service pendant l'exercice :

PROJETS MIS EN SERVICE	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date de MSC <sup>1</sup>	PMLT brute estimée <sup>2</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés <sup>2</sup> (M\$)	Au 31 déc. (M\$) <sup>4</sup>	Produits <sup>2</sup> (M\$)	BAIIA ajusté <sup>2</sup> (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Kwoiek Creek	50,0	49,9	1/1/14	223,4	40	153,2 <sup>3</sup>	156,0 <sup>3</sup>	18,0 <sup>3</sup>	15,0 <sup>3</sup>
Northwest Stave River	100,0	17,5	18/12/13	63,3	40	91,4	88,7	7,0	6,0
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Viger-Denonville	50,0	24,6	19/11/13	72,4	20	73,2 <sup>3</sup>	64,3 <sup>3</sup>	11,0 <sup>3</sup>	9,0 <sup>3</sup>

1. Date de mise en service.

2. Cette information vise à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Au moment de la mise en service, la PMLT peut être mise à jour pour tenir compte de mesures d'optimisation ou de contraintes liées à la conception, ou de la sélection de turbines différentes. Les résultats réels peuvent être différents. Veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

3. Correspond à 100 % de cette installation.

4. Les coûts au 31 décembre 2013 ne sont pas définitifs.

### Centrale hydroélectrique Kwoiek Creek

Le 18 février 2014, la Société a annoncé que Kwoiek Creek Resources Limited Partnership a commencé l'exploitation de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Kwoiek Creek, située près de Lytton, en Colombie-Britannique. Innergex détient une participation de 50 % dans Kwoiek Creek Resources Limited Partnership et est responsable de la gestion de la construction et de l'exploitation de cette centrale. La bande indienne de Kanaka Bar détient l'autre participation de 50 %. Cette centrale a une puissance installée brute de 49,9 MW et une production annuelle moyenne estimée de 223 400 MWh. Les travaux de construction ont débuté en 2011 et ont été achevés au début de décembre 2013, conformément au calendrier et au budget. Bien que la mise en service de cette centrale ait commencé à ce moment-là, la Société et BC Hydro ont amendé leur convention afin de clarifier les niveaux de production stipulés, sous réserve de l'approbation de la British Columbia Utilities Commission (la commission des services publics de la Colombie-Britannique). Une fois que cette approbation aura été reçue, BC Hydro acceptera le certificat de mise en service avec une date de mise en service applicable du 1<sup>er</sup> janvier 2014. La totalité de l'énergie produite est vendue à BC Hydro aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe qui prévoit un ajustement annuel du prix de vente en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation, et qui vient à échéance en 2054. Au cours de la première année complète d'exploitation, la centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté de l'ordre de 18,0 M\$ et 15,0 M\$, respectivement. Kwoiek Creek Resources Limited Partnership est comptabilisée comme une filiale non entièrement détenue. Pour un complément d'information sur les résultats financiers de cette centrale, se reporter à la rubrique « Filiales non entièrement détenues ».

### Centrale hydroélectrique Northwest Stave River

Le 24 février 2014, la Société a annoncé la mise en service de la centrale hydroélectrique Northwest Stave River, située près de Mission, en Colombie-Britannique. Cette centrale a une puissance installée brute de 17,5 MW et une production annuelle moyenne estimée de 63 300 MWh. Les travaux de construction ont débuté en 2011 et ont été achevés au début de décembre 2013, conformément au calendrier et au budget. La mise en service de cette centrale a commencé à ce moment-là et son certificat de mise en service vient d'être approuvé par BC Hydro, avec une date de mise en service applicable du 18 décembre 2013. La totalité de l'énergie produite est vendue à BC Hydro aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe qui prévoit un ajustement annuel du prix de vente en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation, et qui vient à échéance en 2053. Au cours de la première année complète d'exploitation, la centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté de l'ordre de 7,0 M\$ et 6,0 M\$, respectivement.

### Parc éolien Viger-Denonville

Le 19 novembre 2013, la Société a annoncé la mise en service du parc éolien Viger-Denonville situé dans les municipalités de Saint-Paul-de-la-Croix et Saint-Épiphan, au Québec. Ce parc éolien a été développé par Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c., une coentreprise détenue 50/50 par la Société et la Municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup. Le parc éolien, qui est constitué de 12 éoliennes, a une puissance installée brute de 24,6 MW et une production annuelle moyenne estimée de 72 400 MWh. Les travaux de construction ont débuté au printemps 2013 et se sont terminés au début de novembre, conformément au calendrier et au budget. La totalité de l'énergie produite est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe qui prévoit un ajustement annuel du prix de vente en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation, et qui vient à échéance en 2033. Un contrat de service à long terme de 10 ans a été signé avec le fabricant

# RAPPORT DE GESTION

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

de turbines. Au cours de la première année complète d'exploitation, le parc devrait générer des produits et un BAIIA ajusté de l'ordre de 11,0 M\$ et 9,0 M\$, respectivement. Viger-Denonville, s.e.c. est une coentreprise comptabilisée selon la méthode de mise en équivalence. Pour un complément d'information sur les résultats financiers de cette installation, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

## PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

La Société compte actuellement cinq projets (à l'exclusion de North Creek) qui devraient être mis en service commercial en 2015 et 2016.

PROJETS EN CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MSC <sup>1</sup>	PMLT brute estimée <sup>2</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>									
Tretheway Creek	100,0	23,2	2015	81,9	40	111,5	21,6	9,0	7,5
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2016	334,0	40	315,0	30,3	33,0	27,5
Boulder Creek	66,7	25,3	2015	92,5	40	119,2	7,8	9,0	7,5
		129,9		508,4		545,7	59,7	51,0	42,5

1. Date de mise en service.

2. Cette information vise à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Au moment de la mise en service, la PMLT peut être mise à jour pour tenir compte de mesures d'optimisation ou de contraintes liées à la conception ou de la sélection de turbines différentes. Les résultats réels peuvent être différents. Veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

### Tretheway Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en octobre 2013. En date du présent rapport de gestion, l'installation du camp de construction était terminée et les travaux de déboisement et d'excavation en vue de la mise en place de la prise d'eau, de la centrale et de la conduite forcée étaient en cours. Les coûts de projet estimés ont été ajustés de 108,5 M\$ à 111,5 M\$ pour tenir compte des pressions inflationnistes exercées sur les coûts de construction en Colombie-Britannique. Au quatrième trimestre de 2013, la Société a entrepris un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ce projet jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés. Ce programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, en janvier 2014, éliminant à toute fin pratique l'exposition de ce projet aux fluctuations des taux d'intérêt.

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

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. En date du présent rapport de gestion, les études géotechniques portant sur la centrale et la prise d'eau à Upper Lillooet River étaient terminées et les travaux de préparation du camp de construction à Boulder Creek étaient en cours. Le déboisement en vue de l'installation de la ligne de transport conjointe était également en cours. Comme prévu, les activités de construction ont cessé pendant l'hiver et reprendront au printemps 2014. Les coûts de projet estimés ont été ajustés pour tenir compte d'une réaffectation des coûts entre les deux projets. Au quatrième trimestre de 2013, la Société a entrepris un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ces projets jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés. Ce programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, en janvier 2014, éliminant à toute fin pratique l'exposition des projets aux fluctuations des taux d'intérêt.

Des discussions se poursuivent avec BC Hydro en vue d'obtenir son consentement quant à la modification des CAÉ pour accroître la puissance installée des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek et annuler le projet North Creek.

# RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN PHASE D'OBTENTION DES PERMIS	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MSC <sup>1</sup>	PMLT brute estimée <sup>2</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\$)	BALIA ajusté <sup>2</sup> (M\$)
<b>HYDRO (Colombie-Britannique)</b>									
North Creek <sup>3</sup>	66,7	16,0	2016	59,7	40	72,0	—	s. o.	s. o.
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	216,0	29,2	18,0	15,0
<b>ÉOLIEN (Québec)</b>									
Mesgi'g Ugnu's'n	50,0	150,0	2016	515,0	20	365,0 <sup>4</sup>	0,9 <sup>4</sup>	55,0 <sup>4</sup>	45,0 <sup>4</sup>
(Excluant North Creek :)		190,6		654,8		581,0	30,1	73,0	60,0

1. Date de mise en service.

2. Cette information vise à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Au moment de la mise en service, la PMLT peut être mise à jour pour tenir compte de mesures d'optimisation ou de contraintes liées à la conception, ou de la sélection de turbines différentes. Les estimations relatives au projet Mesgi'g Ugnu's'n en particulier sont préliminaires, en attendant la signature du CAÉ et la sélection du fournisseur de turbines et de l'entrepreneur IAC. Les résultats réels peuvent être différents. Veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

3. Le 14 mars 2013, la Société a annoncé des changements à la configuration des projets hydroélectriques Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet, notamment l'annulation du projet North Creek, sous réserve du consentement de BC Hydro, lequel n'a pas encore été donné. Par ailleurs, la Société envisage la possibilité de poursuivre le développement du projet North Creek à titre de Projet potentiel.

4. Correspond à 100 % de cette installation.

## Big Silver Creek

Le projet a obtenu ses droits de propriété foncière et son permis d'utilisation de l'eau du gouvernement provincial. Les autres permis sont en voie d'être obtenus et aucun obstacle technique n'est en vue. Le fournisseur de turbines et de générateurs a été sélectionné et la construction de ce projet devrait débuter au printemps 2014, une fois l'autorisation d'entreprendre les travaux obtenue. La Société négocie actuellement avec des entrepreneurs en travaux de génie civil et des entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport. À la lumière de ces négociations, les coûts de projet estimés ont été ajustés de 191,8 M\$ à 216,0 M\$ pour tenir compte des pressions inflationnistes exercées sur les coûts de construction en Colombie-Britannique, notamment pour la galerie d'amenée. Au quatrième trimestre de 2013, la Société a entrepris un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ce projet jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés. Ce programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, en janvier 2014, éliminant à toute fin pratique l'exposition du projet aux fluctuations des taux d'intérêt.

## Mesgi'g Ugnu's'n (« MU »)

En décembre 2013, la Société et son partenaire Mi'gmaq ont signé une lettre d'intention avec Hydro-Québec Distribution pour un CAÉ à prix fixe de 20 ans, sous réserve d'un décret en conseil du gouvernement du Québec. En date de ce Rapport de gestion, des journées portes ouvertes ont été tenues, ainsi qu'une séance d'information dans le cadre du processus d'évaluation du Bureau des audiences publiques sur l'environnement. Des négociations étaient en cours avec des fournisseurs de turbines potentiels. Les activités de préconstruction devraient débuter en 2014 et les travaux de construction en 2015; la mise en service est prévue pour la fin de 2016. Une fois le CAÉ obtenu, les partenaires ont l'intention d'entamer un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ce projet jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés.

## PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de 2 900 MW (puissance brute de 3 125 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement. Certains Projets potentiels visent des AO futurs, par exemple l'appel d'offres en vue de nouveaux projets d'énergie éolienne de 450 MW annoncé par le gouvernement du Québec, ou de POS, tandis que d'autres pourront faire l'objet d'AO futurs qui ne sont pas encore annoncés. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé. La *Notice annuelle* de la Société, déposée sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), présente de l'information complémentaire au sujet des installations et des projets de la Société.

# RAPPORT DE GESTION

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

## RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

La production d'électricité pour l'exercice s'est établie à 95 % par rapport à la moyenne à long terme en raison de débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et aux États-Unis.

Les produits et le BAIIA ajusté ont progressé respectivement de 12 % et 11 % en 2013. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'apport sur un exercice complet du parc solaire Stardale, qui a été mis en service en mai 2012, et des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, qui ont été acquises en octobre 2012, ainsi qu'à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012 et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013.

Les résultats opérationnels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 sont comparés aux résultats opérationnels de la période correspondante en 2012.

### Production d'électricité

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

Exercices clos le 31 décembre	2013				2012			
	Production <sup>1</sup> (MWh)	PMLT <sup>1</sup> (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>2</sup> (\$/MWh)	Production <sup>1</sup> (MWh)	PMLT <sup>1</sup> (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen <sup>2</sup> (\$/MWh)
<b>HYDRO</b>								
Québec	467 645	444 014	105 %	80,76	350 148	348 430	100 %	82,72
Ontario	83 040	74 544	111 %	68,26	64 687	74 544	87 %	68,91
Colombie-Britannique	1 062 730	1 221 997	87 %	75,73	1 064 889	1 095 126	97 %	77,60
États-Unis	41 956	46 800	90 %	71,82	49 552	46 800	106 %	67,91
Total partiel	1 655 371	1 787 355	93 %	76,68	1 529 276	1 564 900	98 %	78,09
<b>ÉOLIEN</b>								
Québec	686 380	676 490	101 %	79,40	542 295	572 734	95 %	84,01
<b>SOLAIRE</b>								
Ontario	40 069	38 717	103 %	420,00	33 374	31 548	106 %	349,90
Total	2 381 820	2 502 562	95 %	83,24	2 104 945	2 169 182	97 %	83,92

1. Par suite de l'application de la norme IFRS 11, 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 2013, les installations de la Société ont produit 2 382 GWh, soit 95 % par rapport à la PMLT de 2 503 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 93 % de leur PMLT. En Ontario et au Québec, les débits d'eau sont demeurés supérieurs à la moyenne dans la plupart des installations pendant tout l'exercice. En Colombie-Britannique, les débits d'eau supérieurs à la moyenne dans la plupart des centrales au deuxième et au troisième trimestres n'ont pu neutraliser l'hydrologie inférieure à la moyenne au premier et au quatrième trimestres, cette province ayant connu l'une des années les plus sèches de son histoire avec des précipitations inférieures de 30 % environ à la moyenne. Les niveaux de production ont aussi subi le contrecoup de la fermeture de Miller Creek en raison d'un programme d'améliorations des immobilisations entre le 8 août et le 13 novembre. Aux États-Unis, les débits d'eau sont demeurés inférieurs à la moyenne pendant l'année, à l'exception du deuxième trimestre. Dans l'ensemble, les parcs éoliens ont produit 101 % de leur PMLT, les régimes de vent supérieurs à la moyenne au troisième trimestre ayant été suffisants pour contrebalancer les régimes inférieurs à la moyenne aux premier, deuxième et quatrième trimestres. Le parc solaire Stardale a produit 103 % de sa PMLT, un régime solaire supérieur à la moyenne aux deuxième et troisième trimestres ayant neutralisé la production inférieure au premier trimestre attribuable aux abondantes chutes de neige inhabituelles et aux grands froids qui ont ralenti les opérations de déneigement des panneaux solaires.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

La performance globale des installations de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

## Information supplémentaire

### Contrats d'achat d'électricité

Les 32 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 1 % des produits en 2013). 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.

### 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, prévoient une hausse des tarifs d'électricité selon l'IPC d'un minimum de 3 % et d'un maximum de 6 % par année;
- le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Magpie prévoit une hausse des tarifs d'électricité de 1 % 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;
- 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.

### Contrats d'achat d'électricité devant être renouvelés

Le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique St-Paulin de 8,0 MW arrivera à l'échéance de sa durée initiale de 20 ans en 2014; la Société a envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec pour un nouveau terme de 20 ans. Des discussions au sujet de ce renouvellement devraient avoir lieu avec Hydro-Québec au cours des prochains mois.

# 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			
	2013		2012	
			(retraité)	
Produits	198 259	100,0 %	176 655	100,0 %
Charges opérationnels	33 947	17,1 %	28 850	16,3 %
Frais généraux et administratifs	11 194	5,6 %	9 601	5,4 %
Charges liées aux projets potentiels	4 202	2,1 %	4 412	2,5 %
<b>BAlIA ajusté</b>	<b>148 916</b>	<b>75,1 %</b>	<b>133 792</b>	<b>75,7 %</b>
Charges financières	65 158		62 038	
Autres (produits) charges, montant net	(392)		15 566	
Amortissements	69 160		63 765	
Quote-part du résultat des coentreprises <sup>1</sup>	(6 053)		(1 166)	
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(45 249)		(7 791)	
Charge d'impôt	20 861		6 763	
<b>Bénéfice net (Perte nette)</b>	<b>45 431</b>		<b>(5 383)</b>	
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	48 170		1 405	
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 739)		(6 788)	
	<b>45 431</b>		<b>(5 383)</b>	
<b>Bénéfice net (Perte nette) par action - de base</b>	<b>0,43</b>		<b>(0,03)</b>	

1. Ces données tiennent compte de l'application de la norme IFRS 11, aux termes de laquelle Umbata Falls et 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. Veuillez vous reporter aux rubriques « Modifications de méthodes comptables ayant une incidence sur les résultats » et « Participations dans des coentreprises » pour obtenir plus d'information.

## Produits

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a enregistré des produits de 198,3 M\$, comparativement à 176,7 M\$ en 2012, soit une augmentation de 12 % attribuable principalement à l'apport sur un exercice complet du parc solaire Stardale, qui a été mis en service en mai 2012, et des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, qui ont été acquises en octobre 2012, ainsi qu'à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012 et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013. Ces apports ont été partiellement contrebalancés par les niveaux de production hydroélectrique inférieurs en Colombie-Britannique et aux États-Unis par rapport à l'année précédente.

## Charges

Les *charges opérationnelles* 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 2013, la Société a constaté des charges opérationnelles de 33,9 M\$ (28,9 M\$ en 2012). Cette augmentation de 18 % est attribuable essentiellement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2013 par rapport à 2012, par suite de l'ajout du parc solaire Stardale, de l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake, Miller Creek et Magpie. Des travaux d'entretien et de réparation plus importants dans un certain nombre de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens de la Société expliquent également l'augmentation des charges opérationnelles. Ainsi, l'intégration graduelle des activités et des travaux d'entretien aux parcs éoliens de la Société à la suite de l'expiration du contrat de cinq ans avec le fabricant d'équipement d'origine a donné lieu comme prévu à une légère augmentation des charges opérationnelles pour ces installations. De plus, le total des droits d'utilisation de l'eau pour les installations Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River a augmenté de 1,6 M\$. Cette modification résulte d'une récente décision unilatérale du ministère des opérations relatives aux ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des droits plus élevés basés sur la production amalgamée de ces centrales, plutôt que d'appliquer des droits moindres pour chaque centrale basés sur sa production individuelle, comme elle avait l'habitude de le faire. La Société a fait appel de cette décision devant la Commission d'appel de l'environnement.

# RAPPORT DE GESTION

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

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ces frais ont totalisé 11,2 M\$ (9,6 M\$ en 2012). L'augmentation de 17 % reflète le plus grand nombre d'installations exploitées par la Société, partiellement contrebalancé par une diminution des charges reclassées dans les coûts de transaction.

Les *charges liées aux Projets potentiels*, qui comprennent les coûts liés au développement des Projets potentiels, découlent du nombre de Projets potentiels que la Société décide de faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ces charges ont totalisé 4,2 M\$ (4,4 M\$ en 2012).

## **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 opérationnelles, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 148,9 M\$, comparativement à 133,8 M\$ pour la même période l'an dernier, soit une augmentation de 11 % attribuable principalement à l'apport sur un exercice complet du parc solaire Stardale, qui a été mis en service en mai 2012, et des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, qui ont été acquises en octobre 2012, ainsi qu'à l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne en novembre 2012 et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013. Ces apports ont été partiellement contrebalancés par le niveau de production inférieur à la PMLT, qui s'est traduit par une baisse des produits disponibles pour absorber les charges opérationnelles et les frais généraux et administratifs, qui n'ont pas de lien direct avec les niveaux de production. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a diminué légèrement pour passer de 75,7 % en 2012 à 75,1 % en 2013.

## **Charges financières**

Les charges financières comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, les intérêts compensatoires au titre de l'inflation, l'amortissement des frais de financement, l'amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles et la charge de désactualisation des autres passifs. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les charges financières ont totalisé 65,2 M\$ (62,0 M\$ en 2012). Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des charges d'intérêts sur le financement du projet Stardale suite à la mise en place du programme de couverture des taux d'intérêt en septembre 2012, à l'ajout de la dette liée à la centrale Magpie acquise en juillet 2013 et à l'accroissement des frais de financement et des charges d'intérêts se rapportant à la dette liée au projet Carleton conclue en juin 2013. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la diminution de l'amortissement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel en raison de l'inflation inférieure en 2013 par rapport à 2012.

Au 31 décembre 2013, 98 % de l'encours de la dette de la Société, incluant les débetures convertibles, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (95 % au 31 décembre 2012). L'écart est attribuable principalement à la diminution des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif par rapport au 31 décembre 2012, tandis que les swaps visant à fixer les taux d'intérêt sur celle-ci ont connu une diminution plus lente.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,46 % au 31 décembre 2013 (5,70 % au 31 décembre 2012). Cette diminution résulte de l'ajout du prêt pour Northwest Stave River, qui porte un taux d'intérêt fixe peu élevé de 5,30 %, et de l'ajout de la dette liée au projet Magpie, qui porte un taux d'intérêt global de 4,33 %. Ces facteurs sont partiellement contrebalancés par le taux d'intérêt global plus élevé pour le prêt de Stardale, soit 5,79 %, lequel est couvert par un swap de taux d'intérêt depuis septembre 2012, et par le refinancement du prêt pour Carleton à un taux d'intérêt global plus élevé de 5,41 % (contre 4,84 % auparavant) qui a été couvert par un swap de taux d'intérêt depuis novembre 2008.

## **Autres (produits) charges, montant net**

Le montant net des autres (produits) charges comprend les coûts de transaction, les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés, les profits et pertes de change réalisés, les profits sur les contreparties conditionnelles, les pertes de valeur de prêts, l'indemnisation reçue d'un entrepreneur, le règlement reçu de réclamations relativement à une acquisition et le montant net des autres produits. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a réalisé des autres produits d'un montant net de 0,4 M\$ (autres charges d'un montant net de 15,6 M\$ en 2012). La variation enregistrée pour l'exercice découle principalement d'une perte nette réalisée moindre de 3,3 M\$ liée au règlement des contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River, comparativement à une perte de 14,1 M\$ liée aux contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek en 2012, de coûts de transaction moindres de 0,6 M\$ (2,8 M\$ en 2012), du règlement reçu de réclamations de 2,0 M\$ et d'une augmentation du montant net des autres produits attribuable principalement aux produits d'intérêts sur le dépôt de 25,0 M\$ lié à Hydroméga.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Amortissements**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la dotation aux amortissements a totalisé 69,2 M\$ (63,8 M\$ en 2012). Cette augmentation est attribuable principalement à l'accroissement des actifs découlant de l'ajout du parc solaire Stardale, aux turbines supplémentaires installées au parc éolien Gros-Morne et à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake, Miller Creek et Magpie. La charge d'amortissement des immobilisations incorporelles a diminué pour l'exercice par suite d'une modification des estimations comptables visant l'amortissement des immobilisations incorporelles des centrales hydroélectriques au Québec, qui reflète les droits de renouvellement des CAÉ correspondants pour des périodes de 20 à 25 ans. Pour un complément d'information au sujet des modifications des estimations comptables utilisées, veuillez vous reporter à la rubrique « Modifications de méthodes comptables ».

## **Quote-part du résultat des coentreprises**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la quote-part du résultat des coentreprises s'est établie à 6,1 M\$ (1,2 M\$ en 2012). Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse du BAIIA ajusté découlant des débits d'eau supérieurs à la moyenne et des profits nets latents plus élevés sur instruments financiers dérivés pour la centrale hydroélectrique Umbata Falls, ainsi qu'au BAIIA positif faisant suite au démarrage des activités et à un profit net réalisé (partiellement contrebalancé par une perte latente) sur instruments financiers dérivés pour le parc éolien Viger-Denonville. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

## **Instruments financiers dérivés**

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts (« Dérivés »), protégeant ainsi la valeur économique de ses projets. Innergex compte aussi des instruments financiers dérivés intégrés dans certains des CAÉ qu'elle a conclus afin de gérer le risque lié à l'inflation. La Société ne fait pas appel à la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés et ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation. Comme plusieurs swaps de taux d'intérêt sont conclus pour une période égale à la période d'amortissement de la dette sous-jacente, qui peut atteindre 30 ans, la juste valeur de marché d'un Dérivé peut être très sensible aux variations trimestrielles des taux d'intérêt à long terme.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 45,2 M\$, en raison principalement de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. Pour la période correspondante de 2012, Innergex avait également comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 7,8 M\$, en raison surtout de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2011. Les pertes ou les gains nets réalisés sur instruments financiers se trouvent dans « Autres (produits) charges, montant net » ci-dessus.

En août 2013, la Société a amorcé un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée aux projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek. En date du présent rapport de gestion, ce programme était essentiellement complet et la Société avait conclu des instruments financiers dérivés totalisant 405,0 M\$ pour les quatre Projets en développement. À la clôture de chaque financement à long terme à taux fixe ou au moyen de swaps de taux d'intérêt, la Société réglera les instruments financiers dérivés correspondants, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. Ces profits ou pertes permettront de contrebalancer une augmentation ou une baisse du taux d'intérêt sur la dette liée aux projets. Au 31 décembre 2013, les dérivés qui seront réglés à la clôture du financement avaient une valeur de marché positive de 6,0 M\$. De même, lors de la signature du CAÉ relatif au Projet en développement Mesgi'g Ugju's'n, la Société et son partenaire comptent entreprendre un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée à ce projet.

## **Charge d'impôt**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 2,6 M\$ (2,0 M\$ en 2012) et une charge d'impôt différé de 18,2 M\$ (4,8 M\$ en 2012). L'écart au titre de la charge d'impôt différé pour l'exercice s'explique principalement par l'augmentation du BAIIA ajusté, une variation nette positive du montant net des autres produits ou charges et le profit net latent plus élevé sur instruments financiers dérivés, par rapport à la même période en 2012.

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a affecté des pertes de 2,7 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 6,8 M\$ en 2012). Ces participations ne donnant pas le contrôle sont liées principalement aux six centrales hydroélectriques de Harrison Hydro L.P. (les « Centrales en exploitation de Harrison », aux filiales de Creek Power Inc. et à la centrale Kwoiek Creek. Veuillez vous reporter à la rubrique « Filiales non entièrement détenues » pour un complément d'information. La perte nette inférieure est attribuable surtout à la comptabilisation de profits latents sur instruments financiers dérivés plus élevés en 2013 et à une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés en 2012, partiellement contrebalancées par la diminution du BAIIA ajusté des Centrales en exploitation de Harrison en raison des niveaux de production inférieurs à la moyenne par rapport à la période correspondante en 2012.



# RAPPORT DE GESTION

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

## Résultat net

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a enregistré un bénéfice net de 45,4 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,43 \$ par action), comparativement à une perte nette de 5,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,03 \$ par action) en 2012.

### Principaux éléments qui ont contribué au bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, comparativement à une perte nette pour la période correspondante en 2012 :

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAlIA ajusté	15 124	En raison principalement de la mise en service de Stardale (mai 2012), de l'accroissement de la capacité à Gros-Morne (novembre 2012) et des acquisitions de Brown Lake et Miller Creek (octobre 2012) et Magpie (juillet 2013).
Profit net réalisé sur instruments financiers dérivés	37 458	En raison d'une augmentation plus importante des taux d'intérêt de référence en 2013 par rapport à 2012.
Autres produits (charges), montant net	15 958	En raison principalement d'une perte nette réalisée de 3,3 M\$ sur le règlement des contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River, comparativement à une perte nette réalisée de 14,1 M\$ en 2012 sur le règlement des contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek, d'une réduction de 2,2 M\$ des coûts de transaction et d'un règlement de réclamations de 2,0 M\$ reçu en 2013.
Quote-part du résultat net des coentreprises	4 887	En raison principalement du bénéfice d'exploitation plus élevé tiré de la centrale Umbata Falls par suite de la production supérieure à la PMLT et de profits latents et réalisés sur instruments financiers dérivés supérieurs en 2013 par rapport à la même période l'an dernier.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Amortissement des immobilisations corporelles	6 072	En raison principalement de l'accroissement des actifs découlant de l'ajout du Stardale, de turbines supplémentaires à Gros-Morne et des acquisitions de Brown Lake, Miller Creek et Magpie.
Charges financières	3 120	En raison principalement des intérêts plus élevés sur le financement de Stardale et de Carleton et de l'ajout des dettes de Magpie.
Charge d'impôt	14 098	En raison de la variation nette des éléments décrits ci-dessus.

## Nombre d'actions en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	94 694	86 557
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	86	151
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	94 780	86 708

1. Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2013, 2 013 420 des 3 073 684 options d'actions (1 263 000 des 2 736 684 options d'actions au 31 décembre 2012) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion des débetures convertibles (7 558 684 au 31 décembre 2012) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, le prix d'exercice étant supérieur au cours moyen des actions ordinaires.

Au 31 décembre 2013, la Société avait un total de 95 654 911 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 073 684 options sur actions en circulation. Au 31 décembre 2012, la Société avait un total de 93 659 866 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 2 736 684 options sur actions en circulation.

En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 95 860 979 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 073 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2013 est attribuable au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

# RAPPORT DE GESTION

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

## LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 122,3 M\$, comparativement à 60,9 M\$ pour la même période en 2012. Au cours de cette période, la Société a affecté des fonds liés aux activités de financement de 5,4 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 132,2 M\$, aux fins principalement du paiement des travaux de construction pour trois projets qui ont été achevés à la fin de l'année, des travaux de préconstruction ou de construction de cinq Projets en développement et de l'acquisition de Magpie. Les décaissements provenant des activités de financement et d'investissement sont attribuables principalement à l'utilisation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et au financement préalable par la Société de ses dépenses en immobilisations au cours de trimestres précédents. Au 31 décembre 2013, la Société détenait 34,3 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 49,5 M\$ au 31 décembre 2012.

### Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 122,3 M\$ (60,9 M\$ en 2012). Cette augmentation est attribuable à une variation nette positive du bénéfice net liée principalement à une hausse du BAIIA ajusté de 15,1 M\$ et à une variation nette positive de 10,9 M\$ de la perte réalisée sur instruments financiers dérivés, à une variation nette positive de 2,3 M\$ des distributions des coentreprises et à une variation nette positive de 29,7 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 5,4 M\$ (flux de trésorerie provenant des activités de financement de 312,9 M\$ en 2012). Ce montant traduit principalement une augmentation moins importante de la dette à long terme (augmentation de la dette à long terme de 186,6 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, par rapport à une augmentation de 405,7 M\$ pour la même période en 2012) et une diminution de 6,9 M\$ des dividendes versés aux actionnaires ordinaires et privilégiés, ainsi que l'émission d'actions ordinaires et d'Actions privilégiées de série C en 2012 pour un produit net de 162,9 M\$. La diminution du montant total des dividendes versés aux actionnaires ordinaires découle de la mise en oeuvre du régime de réinvestissement de dividendes en août 2012, tandis que les dividendes versés aux actionnaires privilégiés ont augmenté par suite de l'émission des Actions privilégiées de série C en décembre 2012.

Utilisation du produit de financement	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
		(retraité)
Produit de l'émission de dettes à long terme	186 627	405 657
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	—	114 571
Produit net de l'émission d'actions privilégiées	(353)	48 350
Produit de l'exercice d'options sur actions	—	507
	186 274	569 085
Remboursement au titre de la dette à long terme	(145 321)	(201 751)
Paiement des frais de financement différés	(3 066)	(4 248)
Trésorerie acquise à l'acquisition d'entreprises	1 885	—
Acquisition d'entreprises	(28 577)	(68 635)
Liquidités et placements à court terme soumis à restriction	38 066	(34 396)
Prêts à des parties liées	(6 798)	(23 444)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) réserves	527	(6 391)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(103 680)	(186 760)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(27)	(1 929)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(27 799)	(5 495)
Participations dans des coentreprises	(2 923)	(4 225)
Ajouts aux autres actifs non courants	(2 962)	(27 892)
Utilisation du produit du financement	(280 675)	(565 166)
(Diminution) Augmentation du fonds de roulement	(94 401)	3 919

# RAPPORT DE GESTION

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a emprunté 186,6 M\$ et utilisé 94,4 M\$ de son fonds de roulement aux fins du paiement de la construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River, de la préconstruction et de la construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, du développement préalable à la construction des projets Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, d'un investissement en capitaux propres dans Viger-Denonville, s.e.c., du remboursement des dettes à long terme et de la réduction des prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif. Pendant la période correspondante de 2012, la Société avait emprunté 405,7 M\$ et émis 114,6 M\$ d'actions ordinaires et 48,4 M\$ d'actions privilégiées pour la construction des projets Kwoiek Creek, Northwest Stave River et Gros-Morne II, l'acquisition des centrales Brown Lake et Miller Creek et le versement d'un dépôt à Hydromega en vue d'une acquisition, le remboursement de la dette à long terme de Glen Miller et un apport de 3,9 M\$ à son fonds de roulement.

## Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 132,2 M\$ (359,1 M\$ en 2012). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 103,7 M\$ (décaissement de 186,8 M\$ en 2012), les ajouts aux frais de développement liés aux projets ont représenté un décaissement de 27,8 M\$ (décaissement de 5,5 M\$ en 2012), l'acquisition de Magpie a représenté un décaissement de 28,6 M\$ (décaissement de 68,6 M\$ en 2012 pour l'acquisition de Brown Lake et de Miller Creek), les ajouts aux actifs à long terme ont représenté un décaissement de 3,0 M\$ (décaissement de 27,9 M\$ en 2012) et les investissements en capitaux propres dans Viger-Denonville, s.e.c. ont représenté un décaissement net de 2,9 M\$ (décaissement net de 4,2 M\$ en 2012). Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions correspondant à un encaissement de 38,1 M\$ (décaissement de 34,4 M\$ en 2012).

## Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société ont diminué de 15,2 M\$ (augmentation de 14,6 M\$ en 2012), soit le résultat net de ses activités opérationnelles, de financement et d'investissement. Au 31 décembre 2013, la Société détenait 34,3 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (49,5 M\$ au 31 décembre 2012).

## DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	54 967	50 693
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,58	0,58
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	4 250	4 250
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$ par action)	1,25	1,25
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	3 141	—
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$ par action) <sup>1</sup>	1,570425	—

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

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

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par Action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par Action privilégiée de série C (\$)
25/02/2014	31/03/2014	15/04/2014	0,1500	0,3125	0,359375

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

# RAPPORT DE GESTION

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

## SITUATION FINANCIÈRE

Au 31 décembre 2013, l'actif total de la Société s'établissait à 2 377 M\$, le passif total à 1 711 M\$, y compris des dettes à long terme de 1 340 M\$, et les capitaux propres à 665,9 M\$.

Également au 31 décembre 2013, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait 1.18:1.00 (1.58:1.00 au 31 décembre 2012). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 34,3 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 49,7 M\$ et des comptes de réserve de 47,6 M\$ à la fin de l'exercice.

### Actif

Au 31 décembre 2013, l'actif total de la Société s'établissait à 2 377 M\$ (2 296 M\$ au 31 décembre 2012).

#### Principales variations du total de l'actif en 2013 :

- une diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions de 137,3 M\$ au 31 décembre 2012 à 84,0 M\$ au 31 décembre 2013, en raison principalement des montants utilisés à mesure que les travaux de construction du projet Kwoiek Creek progressaient, tandis que les fonds avaient été entièrement reçus en 2012 à la clôture du financement de ce projet, partiellement contrebalancée par l'ajout du prêt pour Northwest Stave River et les prélèvements s'y rapportant;
- diminution des débiteurs de 50,1 M\$ à 19,8 M\$, comme il est expliqué à la rubrique « Fonds de roulement » ci-après;
- une diminution des prêts consentis à des parties liées de 16,6 M\$ en raison principalement d'une distribution de 23,4 M\$ par les Centrales en exploitation de Harrison et d'une distribution semblable de 6,8 M\$ entreprise au quatrième trimestre de 2013;
- une augmentation des immobilisations corporelles de 1 427 M\$ à 1 583 M\$, en raison principalement du transfert des Projets en développement dont la construction a débutée et de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, partiellement contrebalancés par l'amortissement;
- augmentation des immobilisations incorporelles de 429,4 M\$ à 466,1 M\$, en raison principalement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, contrebalancée par l'amortissement;
- une diminution des frais de développement liés aux projets de 103,5 M\$ à 81,6 M\$, en raison principalement du transfert des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles au début des activités de construction, partiellement contrebalancés par les activités de préconstruction liées aux projets Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n.

### Fonds de roulement

Au 31 décembre 2013, le fonds de roulement était positif de 19,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,18:1,00. Au 31 décembre 2012, le fonds de roulement était positif de 80,9 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,58:1,00. La diminution du ratio du fonds de roulement pendant cette période est attribuable aux baisses des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions, des débiteurs et des prêts aux parties liées et à une augmentation des créditeurs, éléments qui sont expliqués séparément plus loin. Ces éléments ont été contrebalancés partiellement par le reclassement du prêt pour Carleton dans la dette à long terme par suite de son refinancement en juin 2013; depuis novembre 2012, le montant total du prêt avait été comptabilisé dans la tranche à court terme de la dette à long terme compte tenu de son arrivée à échéance initiale de novembre 2013.

Compte tenu de ces ratios, la Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. La Société peut également utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif de 425,0 M\$ au besoin. Au 31 décembre 2013, la Société avait prélevé 13,9 M\$ US et 170,5 M\$ à titre d'avances de fonds et 30,3 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* sont liés aux Centrales en exploitation de Harrison, au prêt pour Kwoiek Creek et au prêt pour Northwest Stave River. Au 31 décembre 2013, les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions s'élevaient à 49,7 M\$, dont une tranche de 6,7 M\$ était liée aux Centrales en exploitation de Harrison, une tranche de 31,5 M\$ était liée au prêt pour Kwoiek Creek et une tranche de 11,6 M\$ au prêt pour Northwest Stave River (87,8 M\$ au 31 décembre 2012, dont une tranche de 6,6 M\$ était liée aux Centrales en exploitation de Harrison et une autre de 81,2 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek). La diminution découle principalement des montants utilisés à mesure que les travaux de construction du projet Kwoiek Creek progressaient, partiellement contrebalancée par l'ajout du prêt pour Northwest Stave River.

# RAPPORT DE GESTION

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

Les *débiteurs* ont diminué pour passer de 50,1 M\$ au 31 décembre 2012 à 19,8 M\$ au 31 décembre 2013. La diminution découle principalement du recouvrement de 8,6 M\$ en taxes à la consommation à recevoir et d'un montant de 15,3 M\$ à recevoir d'Hydro-Québec pour la sous-station de Gros-Morne, ainsi que de la diminution de 3,7 M\$ des créances commerciales.

Les *prêts aux parties liées* ont diminué pour passer de 23,4 M\$ au 31 décembre 2012 à 6,8 M\$ au 31 décembre 2013, les Centrales en exploitation de Harrison ayant complété une distribution qui s'est traduite par une baisse de 23,4 M\$ des prêts aux parties liées et par une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle, sans incidence sur le bénéfice net ou les flux de trésorerie. Au quatrième trimestre, les Centrales en exploitation de Harrison ont amorcé une autre distribution qui s'est traduite par une augmentation de 6,8 M\$ des prêts aux parties liées et par une diminution correspondante des liquidités, qui représente un décaissement du même montant. Les prêts ont été remboursés le 1<sup>er</sup> janvier 2014 au moment de la déclaration de la distribution.

Les *créiteurs et charges à payer* ont augmenté pour passer de 41,3 M\$ au 31 décembre 2012 à 48,3 M\$ au 31 décembre 2013, en raison principalement des créiteurs liés à la construction des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

Les *instruments financiers dérivés compris dans le passif courant* ont diminué pour passer de 17,2 M\$ au 31 décembre 2012 à 12,9 M\$ au 31 décembre 2013, en raison principalement du règlement des contrats à terme sur obligations pour Northwest Stave River.

La *tranche à court terme de la dette à long terme* a trait aux versements exigibles en deçà d'un an sur les prêts à terme et obligations des Installations en exploitation. La diminution de 63,9 M\$ au 31 décembre 2012 à 26,6 M\$ au 31 décembre 2013 est attribuable principalement au refinancement du prêt pour Carleton en juin 2013 et au reclassement du solde du prêt dans la dette à long terme.

## Comptes de réserve

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	43 972	(retraité) 45 291
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	3 590	2 325
Total	47 562	47 616

La Société dispose de deux comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité :

- i) La réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne, qui est établie au début de la mise en service d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques et des régimes de vent, ainsi qu'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.
- ii) La réserve pour travaux d'entretien majeurs, qui a été établie pour permettre le financement préalable des travaux de réparations majeures nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société.

La disponibilité des fonds des comptes de réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne et de réserve pour travaux d'entretien majeurs pourrait être soumise à des restrictions découlant de conventions de crédit et d'actes de fiducie-sûreté.

## 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 et sont amorties selon la méthode d'amortissement linéaire au moindre de i) la période pendant laquelle la Société détient les droits à l'égard des actifs ou ii) une période de 15 à 75 ans pour les installations hydroélectriques ou de 15 à 25 ans pour les parcs éoliens ou de 25 ans pour le parc solaire. La Société possédait des immobilisations corporelles de 1 583 M\$ au 31 décembre 2013, comparativement à 1 427 M\$ au 31 décembre 2012. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, de la construction des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River et du transfert des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek actuellement en construction; ces facteurs sont partiellement contrebalancés par l'amortissement.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Immobilisations incorporelles**

Les immobilisations incorporelles comprennent différents CAÉ, 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 466,1 M\$ au 31 décembre 2013, soit une augmentation de 36,7 M\$ par rapport à 429,4 M\$ au 31 décembre 2012 qui découle de l'ajout d'immobilisations incorporelles de 30,4 M\$ liées à l'acquisition de Maggie et d'immobilisations incorporelles de 14,7 M\$ découlant de l'ajustement subséquent des acquisitions de Brown Lake et Miller Creek, partiellement contrebalancé par l'amortissement.

En outre, la Société a modifié les estimations comptables applicables à l'amortissement des immobilisations incorporelles des centrales hydroélectriques au Québec afin de tenir compte des droits de renouvellement des CAÉ correspondants pour des périodes de 20 à 25 ans. Pour un complément d'information au sujet des modifications des méthodes comptables utilisées, veuillez vous reporter à la rubrique « Modifications de méthodes comptables ».

À l'exception de 4,4 M\$ associés aux garanties prolongées relatives aux parcs éoliens, les immobilisations incorporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de quatre à 69 ans à compter de la mise en service ou de l'acquisition du projet y afférent. La valeur de la garantie prolongée des parcs éoliens est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période de trois ans de la garantie.

## **Frais de développement liés aux projets**

Les frais de développement liés aux 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 2013, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 81,6 M\$ (103,5 M\$ au 31 décembre 2012). Cette diminution est attribuable au transfert des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles au début des activités de construction, partiellement contrebalancés par les charges engagées pour les Projets en développement Big Silver Creek et Mesgi'g Ujju's'n.

## **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 2013, la Société avait des participations de 24,6 M\$ dans des coentreprises (18,9 M\$ au 31 décembre 2012). Cette augmentation de 5,7 M\$ tient compte de la comptabilisation du bénéfice net au niveau des coentreprises pendant l'exercice et d'un investissement net en capitaux propres de 2,9 M\$ dans Viger-Denonville, s.e.c.

## **Passif et capitaux propres**

### **Instruments financiers dérivés et gestion des risques**

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur le financement par emprunt. La Société ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation et n'utilise pas la comptabilité de couverture pour ses Dérivés.

Les swaps de taux d'intérêt permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt variables sur la dette réelle, qui s'établissait à 487,3 M\$ au 31 décembre 2013. En outre, Umbata Falls, L.P. avait des swaps de l'ordre de 46,7 M\$ qui visent à couvrir la totalité du prêt pour Umbata Falls et Viger-Denonville, s.e.c. avait un swap de 58,5 M\$ pour couvrir 95 % du prêt pour Viger-Denonville. Par conséquent, au 31 décembre 2013, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 819,7 M\$ et au montant de 79,8 M\$ au titre des débentures convertibles, signifient que 98 % de l'encours de la dette de la Société (y compris celui des coentreprises) est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

En outre, les contrats à terme sur obligations permettent à la Société d'éliminer le risque de hausses des taux d'intérêt sur la dette à long terme prévue pour la réalisation de ses Projets en développement. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des contrats à terme sur obligations totalisant 405,0 M\$ (340,0 M\$ au 31 décembre 2013) pour les projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek. À la clôture de chaque financement à long terme à taux fixe ou au moyen de swaps de taux d'intérêt, la Société réglera les instruments financiers dérivés correspondants, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. Ces profits ou pertes serviront à contrebalancer un taux d'intérêt supérieur ou inférieur sur la dette au niveau des projets. Au 31 décembre 2013, les Dérivés qui seront réglés à la clôture du financement avaient une valeur de marché positive de 6,0 M\$.

# RAPPORT DE GESTION

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

Instruments financiers dérivés en circulation	Échéance	Option de résiliation anticipée	31 décembre 2013	31 décembre 2012
				(retraité)
Contrats à terme sur obligations aux taux de 3,04 % à 3,27 % (1,93 % à 2,38 % en 2012)	2014	Aucune	340 000	40 000
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 3,96 % à 4,09 %	2015	Aucune	15 000	15 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2016	Aucune	3 000	3 000
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 4,27 % à 4,41 %	2018	Aucune	82 600	82 600
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 2,94 % à 4,83 %, amorti	2026	Aucune	52 539	43 514
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 3,35 % à 3,60 %, amorti	2027	Aucune	39 807	42 792
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amorti	2030	Aucune	97 723	101 780
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amorti	2030	2016	28 803	30 021
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amorti	2031	2016	45 417	47 323
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amorti	2035	2025	102 818	105 031
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amorti	2041	2016	19 591	19 853
			827 298	530 914

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 31,0 M\$ au 31 décembre 2013 (valeur négative de 78,0 M\$ au 31 décembre 2012). Cette variation favorable est principalement attribuable à une augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. L'incidence estimée d'une hausse de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 10,3 M\$ du passif lié aux dérivés sur taux d'intérêt. En revanche, une diminution de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une augmentation de 10,5 M\$ du passif lié aux dérivés sur taux d'intérêt. Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'incidence des dérivés utilisés pour couvrir les emprunts des coentreprises de la Société. Pour obtenir plus d'information sur l'incidence des dérivés utilisés dans les coentreprises de la Société, veuillez vous reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains swaps de 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 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 frais d'intérêts futurs, puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêt seraient plus faibles que celui qui est incorporé au swap.

La Société a comptabilisé les Dérivés selon une évaluation à la valeur de marché ajustée en fonction de la qualité du crédit estimée qui est déterminée en majorant les taux d'actualisation basés sur les swaps utilisés pour calculer l'évaluation à la valeur de marché estimée selon une prime de crédit spécifique à chaque Dérivé selon leur échéance et la contrepartie. Pour les Dérivés qu'Innergex comptabilise à l'actif (soit les Dérivés pour lesquels les contreparties sont redevables à Innergex), la prime de crédit de la contrepartie bancaire a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux des swaps pour déterminer la valeur ajustée en fonction de la qualité du crédit estimée. Pour les Dérivés comptabilisés au passif (les Dérivés pour lesquels Innergex est redevable aux contreparties), la prime de crédit d'Innergex a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux des swaps. Au 31 décembre 2013, tous les contrats à terme sur obligations et les swaps de taux d'intérêt étaient comptabilisés au passif et des primes de crédit de 0,33 % à 2,21 % ont été ajoutées aux taux d'actualisation. La plupart des contrats à terme sur obligations ont été comptabilisés à l'actif et aucune prime de crédit n'a été ajoutée. Les valeurs ajustées en fonction de la qualité du crédit estimées des Dérivés sont soumises aux variations des primes de crédit d'Innergex et de ses contreparties.

Au 31 décembre 2013, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 6,6 M\$ (8,4 M\$ au 31 décembre 2012). Ces instruments représentent la valeur attribuée aux clauses d'inflation minimum de 3 % par année incluses dans ces contrats.

## 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 garantis et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction de la Société ou des Projets en développement pour lesquels la construction est terminée, mais dont certains coûts n'ont pas encore été payés. Au 31 décembre 2013, la Société avait des charges à payer de 9,9 M\$ liées à l'acquisition d'actifs à long terme (12,9 M\$ au 31 décembre 2012). Cette diminution découle principalement des paiements effectués relativement au projet Northwest Stave River, partiellement contrebalancés par les coûts de développement et de construction engagés pour les projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek.

# RAPPORT DE GESTION

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

## Dettes à long terme

Au 31 décembre 2013, la dette à long terme s'établissait à 1 340 M\$ (1 231 M\$ au 31 décembre 2012). Cette augmentation de 109,7 M\$ découle principalement de l'ajout du financement de 72,0 M\$ pour le projet hydroélectrique Northwest Stave River, du produit plus élevé de 11,6 M\$ tiré du refinancement du parc éolien Carleton et de l'ajout des dettes de 66,0 M\$ de Magpie, qui ont été contrebalancés par une diminution nette des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif de 19,3 M\$ et des remboursements de la dette à long terme prévus de 26,5 M\$. Les dettes de Magpie se composent d'un montant de 57,7 M\$ au titre du financement de projet, d'une débenture convertible de 5,5 M\$ et d'une débenture ne portant pas intérêt de 1,4 M\$ remboursable au cours des cinq prochaines années. Ces montants tiennent compte de leur ajustement à la juste valeur marchande lors de la consolidation de Magpie.

Encours de la dette à long terme	Taux d'intérêt effectif global	Échéance	Note	Exercices clos le 31 décembre	
				2013	2012
Avances au taux préférentiel		2018		20	(retraité) 20
Acceptations bancaires		2018		170 480	189 780
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US		2018		14 784	13 829
<b>Facilité à terme de crédit rotatif</b>	5,29%		i)	185 284	203 629
<i>Prêts à terme</i>					
Fitzsimmons Creek, taux variable	4,10%	2016	ii)	21 791	22 133
Hydro-Windsor, taux fixe	8,25%	2016	iii)	3 186	4 145
Montagne-Sèche, taux variable	6,72%	2016	iv)	28 803	30 021
Magpie, taux fixe	2,33%	2017	v)	1 156	—
Magpie, ne portant pas intérêt	5,30%	2017	vi)	1 399	—
Rutherford Creek, taux fixe	6,88%	2024	vii)	45 757	48 634
Ashlu Creek, taux variable	6,14%	2025	viii)	98 822	100 810
Magpie, taux fixe	6,16%	2025	ix)	5 497	—
L'Anse-à-Valleau, taux variable	5,93%	2026	x)	41 188	43 515
Carleton, taux variable	5,41%	2027	xi)	51 712	43 412
Stardale, taux variable	5,79%	2030	xii)	106 220	110 630
Magpie, taux fixe	4,37%	2031	xiii)	56 566	—
Kwoiek Creek, emprunt à terme subordonné, taux fixe	14,00%	2054	xiv)	3 662	150
Kwoiek Creek, taux fixe	5,08%	2053	xv)	168 500	168 500
Northwest Stave River, taux fixe	5,30%	2053	xvi)	71 972	—
Autres emprunts assortis d'échéances et de taux d'intérêt divers		2014-2017		116	222
<i>Obligations</i>					
Centrales en exploitation de Harrison, rendement réel	3,97%	2049	xvii)	223 049	225 137
Centrales en exploitation de Harrison, taux fixe	6,61%	2049	xviii)	211 681	213 738
Centrales en exploitation de Harrison, rendement réel	5,04%	2049	xix)	27 031	26 760
<i>Frais de financement différé</i>				(13 025)	(10 728)
<b>Dettes liées aux projets</b>				1 155 083	1 027 079
Total de la dette à long terme				1 340 367	1 230 708
Tranche de la dette échéant à moins d'un an				(26 649)	(63 926)
Tranche de la dette échéant à plus d'un an				1 313 718	1 166 782



# RAPPORT DE GESTION

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

---

## Notes explicatives :

- i) Une **facilité à terme de crédit rotatif** de 425,0 M\$, garantie par une hypothèque de premier rang portant sur certains éléments d'actif d'Innergex et par diverses sûretés fournies par certaines de ses filiales. La facilité viendra à échéance en 2018 et elle n'est pas amortie. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires, d'avances au taux préférentiel, d'avances au taux de base aux États-Unis, d'avances au taux LIBOR ou de lettres de crédit. Quelle que soit la forme prise par les avances, l'intérêt est fonction du taux de référence en vigueur, majoré d'une marge établie en fonction du ratio dette de premier rang consolidée ajustée / BAIIA ajusté d'Innergex. Au 31 décembre 2013, un montant de 185,3 M\$ était exigible en vertu de cette facilité et un montant de 30,3 M\$ était engagé pour l'émission de lettres de crédit; la portion inutilisée et disponible de la facilité à terme de crédit rotatif était donc de 209,4 M\$. La valeur comptable des actifs de la Société et des filiales donnés en garantie aux termes de cette facilité totalisent 694,5 M\$ environ. Au 31 décembre 2013, le taux d'intérêt global était de 5,29 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- ii) un prêt à terme sans recours de cinq ans échéant en 2016 garanti par la centrale hydroélectrique **Fitzsimmons Creek**. Les remboursements de capital mensuels sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 30 ans, et sont fixés à 278 \$ pour 2014. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2013, le taux d'intérêt effectif global était de 4,10 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- iii) un prêt à terme sans recours de 20 ans venant à échéance en 2016 garanti par la centrale hydroélectrique **Hydro-Windsor**. Le prêt est remboursable par des versements combinés mensuels de capital et d'intérêts de 105 \$. Les remboursements de capital sont fixés à 960 \$ pour 2014. Le prêt porte intérêt à un taux fixe effectif de 8,25 %;
- iv) un prêt à terme sans recours de quatre ans garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien **Montagne Sèche** et venant à échéance en 2016. Les remboursements de capital trimestriels ont débuté le 31 mars 2012; ils sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 18,5 ans, et sont fixés à 1,3 M\$ pour 2014. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2013, le taux d'intérêt effectif global était de 6,72 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- v) un prêt-relais de 1,2 M\$ venant à échéance en 2017 pris en charge dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique **Magpie**. Le prêt est remboursable par des versements combinés mensuels de capital et d'intérêts de 27 \$. Les remboursements de capital sont fixés à 271 \$ pour 2014. Le prêt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 1,3 M\$ à la date de l'acquisition de Magpie et porte intérêt à un taux fixe effectif de 2,33 %;
- vi) une débenture de 2,0 M\$ venant à échéance le 31 décembre 2017 prise en charge dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique **Magpie**. La débenture ne porte pas intérêt et est remboursée par versements annuels de 400 \$. Elle a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 1,8 M\$ à la date de l'acquisition de Magpie et porte intérêt à un taux effectif de 5,30 %;
- vii) un prêt sans recours de 20 ans venant à échéance en 2024 garanti par la centrale hydroélectrique **Rutherford Creek**. Le prêt est remboursable depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2012 par des versements combinés mensuels d'intérêts et de capital de 511 \$. Les remboursements de capital sont fixés à 3,1 M\$ pour 2014. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 6,88 %;
- viii) un prêt à terme sans recours de 15 ans échéant en 2025 et garanti par la centrale hydroélectrique **Ashlu Creek**. Les remboursements trimestriels de capital sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 25 ans, et sont fixés à 2,4 M\$ pour 2014. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2013, le taux d'intérêt effectif global était de 6,14 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- ix) une débenture convertible de 3,0 M\$ venant à échéance en 2025 prise en charge dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique **Magpie**. La débenture convertible a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 5,5 M\$ à la date de l'acquisition de Magpie à un taux effectif de 6,16 %. Elle confère à la Municipalité régionale de comté de Minganie une participation de 30 % à la conversion de la débenture au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2025;
- x) un prêt à terme sans recours de 18,5 ans échéant en 2026 garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien **L'Anse-à-Valleau**. Les remboursements de capital trimestriels sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 18,5 ans, et sont fixés à 2,5 M\$ pour 2014. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Au 31 décembre 2013, le taux d'intérêt global était de 5,93 % après comptabilisation 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)

---

- xi) un prêt à terme sans recours de 14 ans obtenu le 26 juin 2013 et venant à échéance en 2027, en vue du refinancement de la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien **Carleton**. Les remboursements de capital trimestriels sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 14 ans ans à compter du 26 juin 2013, et sont fixés à 2,7 M\$ pour 2014. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2013, le taux d'intérêt effectif global était de 5,41 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- xii) un prêt à terme sans recours de 18 ans venant à échéance en 2030 et garanti par le parc solaire **Stardale**. Les remboursements de capital trimestriels sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 18 ans, et sont fixés à 4,6 M\$ pour 2014. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Au 31 décembre 2013, le taux d'intérêt effectif global était de 5,79 %;
- xiii) un prêt à terme sans recours de 49,3 M\$ venant à échéance en 2031 pris en charge dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique **Magpie**. Le prêt est remboursable par des versements combinés mensuels de capital et d'intérêts totalisant 379 \$. Les remboursements de capital sont fixés à 1,5 M\$ pour 2014. Le prêt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 57,4 M\$ à la date de l'acquisition de Magpie et porte intérêt à un taux fixe effectif de 4,37 %;
- xiv) un emprunt à terme subordonné sans recours contracté auprès du partenaire de la Société par Kwoiek Creek Resources Limited Partnership (« KCRLP »), propriétaire du projet hydroélectrique **Kwoiek Creek**. Aux termes des ententes liées au projet, les deux partenaires peuvent participer au financement du projet. Le prêt à terme subordonné sans recours consenti par la Société à KCRLP, qui a été éliminé dans le cadre de la consolidation des états financiers, s'élevait à 55,5 M\$ au 31 décembre 2013. Ces prêts portent intérêt à un taux de 14,0 %;
- xv) un prêt à terme pour la construction sans recours de 168,5 M\$ pour le projet hydroélectrique **Kwoiek Creek**, dont un montant de 154,0 M\$ avait été utilisé au 31 décembre 2013 pour payer les coûts du projet, le solde étant détenu sous forme de liquidités soumises à restrictions pour payer les coûts futurs. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 5,08 %. Il sera converti en un prêt à terme de 39 ans après la mise en service du projet et sera amorti sur une période de 36 ans trois ans plus tard;
- xvi) un prêt à terme pour la construction sans recours de 72,0 M\$ pour le projet hydroélectrique **Northwest Stave River**, dont un montant de 67,5 M\$ avait été utilisé au 31 décembre 2013 pour payer les coûts du projet, le solde étant détenu sous forme de liquidités soumises à restrictions pour payer les coûts futurs. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 5,30 %. Il sera converti en un prêt à terme de 40 ans après la mise en service du projet et sera amorti sur une période de 35 ans à compter de la sixième année;
- xvii) une obligation à rendement réel de premier rang échéant en 2049 garantie par les **Centrales en exploitation de Harrison**. L'obligation est remboursable au moyen de versements combinés semestriels de capital et d'intérêts totalisant 5,8 M\$, avant un ajustement selon l'IPC (6,4 M\$ après l'ajustement selon l'IPC en 2013). Le 1<sup>er</sup> décembre 2031, le montant du paiement diminue à 4,5 M\$, avant un ajustement selon l'IPC. Les remboursements de capital sont fixés à 5,2 M\$ pour 2014. L'obligation porte intérêt à un taux fixe ajusté selon un ratio d'inflation ainsi qu'un intérêt compensatoire au titre de l'inflation. Les deux ajustements en fonction de l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Au 31 décembre 2013, le taux d'intérêt effectif global était de 3,97 %;
- xviii) une obligation à taux fixe de premier rang échéant en 2049 garantie par les **Centrales en exploitation de Harrison**. L'obligation est remboursable au moyen de versements combinés semestriels de capital et d'intérêts totalisant 8,1 M\$. Le 1<sup>er</sup> septembre 2031, le montant du paiement diminue à 6,7 M\$. Les remboursements de capital sont fixés à 2,9 M\$ pour 2014. L'obligation porte intérêt à un taux fixe effectif de 6,61 %;
- xix) une obligation à rendement réel de second rang échéant en 2049 garantie par les **Centrales en exploitation de Harrison**, mais prenant rang après les obligations décrites en xvii) et xviii). Les paiements d'intérêts trimestriels s'établissent à 291 \$, avant un ajustement selon l'IPC (321 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2013). Les remboursements de capital ne commencent que le 1<sup>er</sup> juin 2017, date à laquelle les versements combinés trimestriels de capital et d'intérêts s'établiront à 389 \$, avant l'IPC. L'obligation porte intérêt à un taux fixe ajusté selon un ratio d'inflation ainsi qu'un intérêt compensatoire au titre de l'inflation. Les deux ajustements en fonction de l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Au 31 décembre 2013, le taux d'intérêt effectif global était de 5,04 %.

Depuis le début de l'exercice 2013, 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, actes de fiducie-sûreté ou CAÉ conclus par plusieurs filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Déventures convertibles**

Le 16 mars 2010, la Société a émis les Déventures convertibles représentant un notionnel total de 80,5 M\$. Au 31 décembre 2013, la composante passif des déventures convertibles s'établissait à 79,8 M\$ et la composante capitaux propres à 1,3 M\$ (79,7 M\$ et 1,3 M\$ respectivement au 31 décembre 2012).

Les Déventures convertibles portent intérêt au taux de 5,75 % par année et viennent à échéance le 30 avril 2017. Chaque Débenture convertible peut être convertie en actions ordinaires de la Société au gré du porteur en tout temps avant la date la plus rapprochée entre le 30 avril 2017 et la date précisée par la Société. Le prix de conversion s'établit à 10,65 \$ par action ordinaire, soit un taux d'environ 93,8967 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital des Déventures convertibles. Les porteurs qui convertissent leurs Déventures convertibles auront droit aux intérêts courus et à payer sur celles-ci pour la période comprise entre la date du dernier versement d'intérêts sur leurs Déventures convertibles et la date de conversion.

Pour de plus amples renseignements au sujet des Déventures convertibles, veuillez vous reporter au prospectus simplifié daté du 25 février 2010 accessible 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).

Les Déventures convertibles sont subordonnées à tous les autres titres de créance de la Société.

## **Autres éléments de passif**

Les autres éléments de passif, y compris les montants présentés dans le passif courant, sont constitués des contreparties conditionnelles et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations associées aux parcs éoliens et solaires de la Société. Au 31 décembre 2013, les autres éléments de passif de la Société s'établissaient à 10,9 M\$ (8,9 M\$ au 31 décembre 2012). L'augmentation de 2,1 M\$ est principalement attribuable à l'ajout d'une contrepartie conditionnelle de la Municipalité régionale de comté de Minganie jusqu'à ce que la débenture convertible émise par la Société en commandite Magpie soit convertie. Lors de la conversion, la Municipalité régionale de comté de Minganie aura droit à une participation de 30 % dans la Société en commandite Magpie.

## **Impôt différé**

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à des actifs ou passifs d'impôt différé. Au 31 décembre 2013, le passif net d'impôt différé de la Société se chiffrait à 161,9 M\$ (133,4 M\$ au 31 décembre 2012).

## **Capitaux propres**

Au 31 décembre 2013, les capitaux propres de la Société totalisaient 665,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 81,4 M\$, comparativement à 687,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 107,6 M\$, au 31 décembre 2012. La diminution du total des capitaux propres découle essentiellement de la baisse de 23,4 M\$ des participations ne donnant pas le contrôle par suite de la distribution faite par les Centrales en exploitation de Harrison, partiellement contrebalancée par une augmentation de 18,1 M\$ découlant de l'émission de 2,0 millions d'actions ordinaires dans le cadre du RRD de la Société. De plus, l'augmentation des capitaux propres découlant de la comptabilisation du bénéfice net de 45,4 M\$ a été contrebalancée par une baisse attribuable aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 62,4 M\$.

Des résolutions spéciales ont été adoptées le 14 mai 2013 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. Cela a donné lieu à une diminution de 128,2 M\$ du compte de capital des actionnaires et à une augmentation correspondante de 128,2 M\$ du surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires.

## **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 total de 85,0 M\$. Pour la période initiale de cinq ans se terminant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date, les porteurs d'Actions privilégiées de série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le Conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15<sup>e</sup> jour de janvier, avril, juillet et octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,25 \$ l'action.

Les Actions privilégiées de série A sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevée) par DBRS (notation non sollicitée).

Pour de plus amples renseignements au sujet des Actions privilégiées de série A, veuillez vous reporter au prospectus simplifié daté du 7 septembre 2010 accessible 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)

Le 11 décembre 2012, la Société a émis un total de 2 000 000 Actions privilégiées de série C rachetables donnant droit à un dividende à taux fixe cumulatif au prix de 25,00 \$ par action, pour un produit brut total de 50,0 M\$. Les porteurs d'Actions privilégiées de série C auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le Conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement le 15<sup>e</sup> jour de janvier, avril, juillet et octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,4375 \$ l'action.

Les Actions privilégiées de série C ne seront pas rachetables par la Société avant le 15 janvier 2018. Elles n'ont pas de date d'échéance fixe et ne sont pas rachetables au gré des porteurs.

Les Actions privilégiées de série C sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevée) par DBRS (notation non sollicitée).

Pour de plus amples renseignements au sujet des Actions privilégiées de série C, veuillez vous reporter au prospectus simplifié daté du 4 décembre 2012 accessible 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).

## Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2013, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 42,7 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 30,3 M\$ ont été émis en vertu de sa facilité à terme de crédit rotatif et le reste, en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex a également émis des garanties de société pour un montant total de 12,2 M\$ en vue de soutenir la construction du parc éolien Gros-Morne et la performance de la centrale hydroélectrique Brown Lake.

## Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2013	Total	Moins d'un an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	Par la suite
Dettes à long terme, y compris les débetures convertibles	1 486 242	28 061	104 740	330 360	1 023 081
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	1 042 688	69 988	133 477	117 260	721 963
Autres	19 316	1 801	3 123	2 469	11 923
Obligations d'achat (contractuelles) <sup>1</sup>	140 347	48 440	46 300	3 888	41 719
<b>Total des obligations contractuelles</b>	<b>2 688 593</b>	<b>148 290</b>	<b>287 640</b>	<b>453 977</b>	<b>1 798 686</b>

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

## Éventualités

Une acquisition 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 ne peut être supérieur à la valeur actualisée de 35 000 \$ à la date d'acquisition.

Dans le cadre d'une autre acquisition, la Société a accepté de verser une contrepartie conditionnelle basée sur les événements futurs, pour une période de trois ans à compter du 20 avril 2011. Cette contrepartie conditionnelle prévoit le partage de la valeur éventuelle créée si le projet obtient un rendement supérieur aux attentes de la Société et qu'il donne lieu à une augmentation de valeur pour la Société, déduction faite des paiements au titre de la contrepartie. Aucun montant maximal ne s'applique au partage potentiel.

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 Magpie s.e.c. soit convertie. À la suite de la conversion, la Municipalité Régionale de Comté de Minganie aura droit à une participation de 30 % dans la Société en commandite Magpie.

# 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 opérationnels, la Société utilise comme indicateur de rendement clé la trésorerie disponible 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 opérationnelles avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien nettes des produits de cession, les remboursements prévus de capital sur la dette et les dividendes déclarés sur actions privilégiées. Elle soustrait également la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que cette distribution peut ne pas avoir lieu dans l'année au cours de laquelle les Flux de trésorerie disponibles sont générés. 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), la réintégration d'un montant reçu par les Centrales en exploitation de Harrison au titre des services de transmission devant être fournis à la centrale Northwest Stave River, et la réintégration des pertes réalisées ou la déduction des profits réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets avant que cette dette ne soit contractée.

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution	Exercices clos le 31 décembre		
	2013	2012	2011
		(retraité)	(retraité)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	122 286	60 907	43 278
<i>(Déduire) Ajouter les éléments suivants :</i>			
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel	(30 283)	(601)	23 921
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, nettes des produits de cession	(2 441)	(2 788)	(3 097)
Remboursements prévus du capital sur la dette	(26 520)	(19 996)	(14 512)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>1</sup>	(5 453)	(5 666)	(8 179)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(7 391)	(4 250)	(4 250)
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>			
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	609	2 164	1 863
Pertes (profits) réalisés sur instruments financiers dérivés	3 259	14 127	—
Autres éléments	4 916 <sup>2</sup>	—	—
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>58 982</b>	<b>43 897</b>	<b>39 024</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	54 967	50 693	43 990
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	93%	115%	113%
Dividendes déclarés sur actions ordinaires, excluant les actions visées par le RRD <sup>3</sup>	36 892	47 758	43 990
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	63%	109%	113%

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

2. Le montant de 4,9 M\$ a été reçu par les Centrales en exploitation de Harrison au titre des services de transmission devant être fournis à la centrale Northwest Stave River; une portion de ce montant a été attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

3. Représente les dividendes déclarés sur la totalité des actions ordinaires en circulation au moment de la déclaration, déduction faite des actions enregistrées en vertu du RRD qui ne donnent pas lieu à un décaissement. Le RRD a été mis en oeuvre le 31 août 2012.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 59,0 M\$, comparativement à 43,9 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation est attribuable principalement à l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles découlant de l'augmentation du nombre d'installations en exploitation, partiellement contrebalancé par des remboursements prévus de capital plus élevés en raison du début de la période d'amortissement de plusieurs emprunts liés à des projets (Rutherford Creek, Stardale, Montagne Sèche), ainsi que des dividendes sur actions privilégiées supérieurs à la suite de l'émission des Actions privilégiées de série C en décembre 2012.

# RAPPORT DE GESTION

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

## 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 2013, la Société a déclaré des dividendes de 0,58 \$ par action ordinaire, soit le même montant qu'en 2012. Ces dividendes représentaient 93 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 115 % pour la même période l'an dernier. L'amélioration est surtout attribuable aux Flux de trésorerie disponibles plus élevés comme il est expliqué plus haut.

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

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

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

## PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE

En date du présent rapport de gestion, la Société compte 32 Installations en exploitation ayant une puissance installée nette de 672 MW (puissance installée brute de 1 164 MW) et une production moyenne à long terme consolidée annualisée de 2 883 GWh. La Société poursuit également le développement de cinq Projets en développement au moyen de contrats d'achat d'électricité.

## Perspectives pour 2014

	2014	2013	2012
Électricité produite (GWh)	approx. +20 %	2 382 +13 %	2 105 +13 %
Produits	approx. +20 %	198 259 +12 %	176 655 +22 %
BAIIA ajusté	approx. +20 %	148 916 +11 %	133 792 +24 %
Nombre d'installations en exploitation <sup>1</sup>	32	32	28
Puissance installée nette <sup>1</sup> (MW)	672	672	577
PMLT consolidée, annualisée <sup>1</sup> (GWh)	2 883	2 883	2 407

1. Les données pour 2013 incluent les centrales hydroélectriques Northwest Stave River et Kwoiek Creek qui ont été achevées dans les délais et selon leur budget en décembre 2013 et dont la mise en service est entrée en vigueur le 18 décembre 2013 et le 1er janvier 2014, respectivement.

## 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 cinq 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.

# 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 cinq Projets en développement actuels mis en service, sa puissance installée nette passera de 672 MW (puissance installée brute de 1 164 MW) en date du présent rapport de gestion à 882 MW (puissance installée brute de 1 484 MW) à la fin de 2016, soit une augmentation de 31 % (27 % 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)

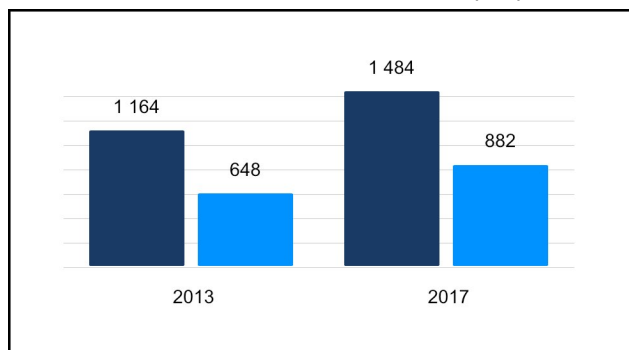
La comparaison de la production d'électricité réelle et de la PMLT prévue pour chaque installation représente un indicateur de rendement clé. La Société prévoit qu'une fois les cinq Projets en développement actuels mis en service, sa PMLT consolidée annualisée passera de 2 883 GWh en date du présent rapport de gestion à 4 047 GWh à compter de 2017, soit une augmentation de 40 %. 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 cinq Projets en développement actuels mis en service, le BAIIA ajusté annualisé généré sera de d'environ 285,0 M\$ à compter de 2017 (puis ajusté pour tenir compte d'une composante d'inflation par la suite), comparativement à 148,9 M\$ en 2013. Cette augmentation représente un taux de croissance annuel composé de l'ordre de 18 % pour la période 2013-2017. 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 est à 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 qu'elle entend mettre en place pour financer la construction des cinq Projets en développement.

Puissance installée brute et nette (MW)



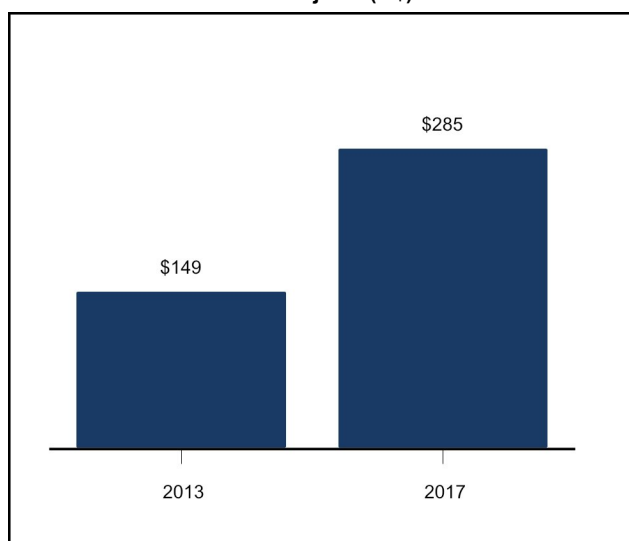
Les données de 2013 tiennent compte de Kwoiek Creek et de Northwest Stave River

PMLT consolidée annualisée

	En date du rapport de gestion	À compter de 2017
Hydro	2 168,4	2 817,0
Éolien	676,5	1 192,0
Solaire <sup>1</sup>	38,4	37,6
Total	2 883,3	4 046,6

<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)

## INFORMATION SECTORIELLE

### Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2013, la Société exploitait 23 centrales hydroélectriques (incluant Northwest Stave River et excluant Kwoiek Creek), six parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits de 3,0 M\$ (3,4 M\$ en 2012), ce qui représente un apport de 1,5 % (1,9 % en 2012) aux produits consolidés de la Société pour ces périodes. La diminution est principalement attribuable aux débits d'eau inférieurs à la moyenne en 2013, comparativement à des débits d'eau supérieurs à la moyenne en 2012.

### Secteurs opérationnels

Au 31 décembre 2013, 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. Par l'entremise du secteur de l'aménagement des emplacements, Innergex analyse les emplacements potentiels et aménage les installations hydroélectriques, éoliennes et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables » des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. La Société évalue le rendement en fonction du BAIIA ajusté et comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à ceux de la production hydroélectrique, de la production éolienne ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

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

Exercice clos le 31 décembre 2013	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	1 655 371	686 380	40 069	—	2 381 820
Produits	126 932	54 499	16 828	—	198 259
Charges :					
Charges opérationnelles	22 849	9 939	1 159	—	33 947
Frais généraux et administratifs	7 373	2 140	317	1 364	11 194
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	4 202	4 202
BAIIA ajusté	96 710	42 420	15 352	(5 566)	148 916
<b>Exercice clos le 31 décembre 2012 (retraité)</b>					
Production (MWh)	1 529 276	542 295	33 374	—	2 104 945
Produits	119 421	45 558	11 676	—	176 655
Charges :					
Charges opérationnelles	20 357	7 960	533	—	28 850
Frais généraux et administratifs	5 314	2 248	278	1 761	9 601
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	4 412	4 412
BAIIA ajusté	93 750	35 350	10 865	(6 173)	133 792



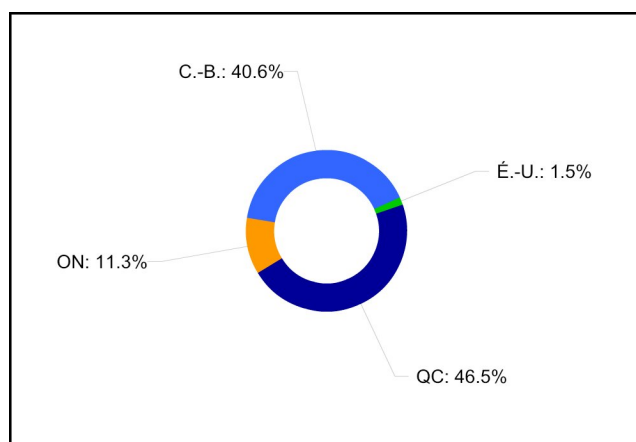
# RAPPORT DE GESTION

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

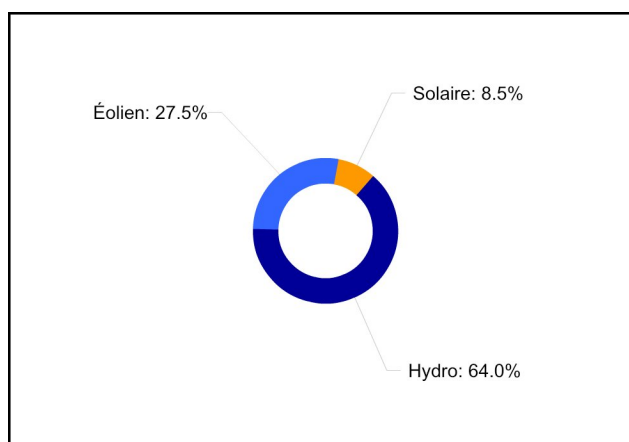
Au 31 décembre 2013	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 449 527	387 062	128 146	412 339	2 377 074
Total du passif	949 570	240 372	116 085	405 112	1 711 139
Acquisition d'immobilisations corporelles pendant l'exercice	66 581	1 213	100	89 501	157 395
<b>Au 31 décembre 2012 (retraité)</b>					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 293 971	423 634	139 222	439 613	2 296 440
Total du passif	807 661	290 913	127 393	382 541	1 608 508
Acquisition d'immobilisations corporelles pendant l'exercice	64 936	2 709	129	169 508	237 282

## Répartition des produits en 2013

### Par région



### Par secteur opérationnel



## Secteur de la production hydroélectrique

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ce secteur a produit 93 % de la PMLT et a dégagé des produits de 126,9 M\$ (comparativement à 98 % de la PMLT et à des produits de 119,4 M\$ en 2012). En Ontario et au Québec, les débits d'eau sont demeurés supérieurs à la moyenne dans la plupart des installations depuis le début de l'année. En Colombie-Britannique, les débits d'eau supérieurs à la moyenne dans la plupart des centrales au deuxième et au troisième trimestres n'ont pu neutraliser l'hydrologie inférieure à la moyenne au premier et au quatrième trimestres, la province ayant connu l'une des années les plus sèches de son histoire, compte tenu de précipitations inférieures de 30 % environ par rapport à la moyenne. Les niveaux de production ont également subi le contrecoup des fermetures liées aux améliorations des immobilisations à la centrale Miller Creek entre le 8 août et le 13 novembre. Aux États-Unis, les débits d'eau sont demeurés inférieurs à la moyenne pendant toute l'année, à l'exception du deuxième trimestre. L'augmentation de 6 % des produits découle principalement de l'apport sur un exercice complet des centrales Brown Lake et Miller Creek acquises en octobre 2012 et de la centrale Magpie acquise en juillet 2013.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2012, en raison principalement de l'accroissement des immobilisations corporelles lié au transfert de la centrale Northwest Stave River en provenance du secteur de l'aménagement d'emplacements et à l'acquisition de la centrale Magpie, partiellement contrebalancés par l'amortissement des immobilisations corporelles et l'amortissement des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2012, en raison principalement de l'ajout du prêt de Northwest Stave River et de l'acquisition de Magpie, contrebalancés par le remboursement prévu de la dette à long terme et la diminution des instruments financiers dérivés.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Secteur de la production éolienne**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le secteur de la production éolienne a produit 101 % de la PMLT et a dégagé des produits de 54,5 M\$ (comparativement à 95 % de la PMLT et à des produits de 45,6 M\$ en 2012). Des régimes de vent supérieurs à la moyenne pendant le troisième trimestre ont suffi pour contrebalancer les régimes inférieurs à la moyenne enregistrés au premier, au deuxième et au quatrième trimestres. L'augmentation de 20 % des produits découle principalement des niveaux de production supérieurs à la moyenne et de l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne depuis novembre 2012.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2012 est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable surtout aux paiements des créiteurs liés à Gros-Morne et Montagne Sèche et au remboursement prévu de la dette à long terme, qui ont contrebalancé le produit supplémentaire de 11,6 M\$ provenant du refinancement du prêt pour Carleton.

## **Secteur de la production solaire**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ce secteur a produit 103 % de la PMLT et a dégagé des produits de 16,8 M\$ (comparativement à 11,7 M\$ en 2012). Le régime solaire supérieur à la moyenne au deuxième et au troisième trimestres a contrebalancé la production inférieure au premier trimestre causée par les fortes chutes de neige inhabituelles et les grands froids qui ont ralenti les opérations de déneigement des panneaux solaires. L'augmentation de 44 % des produits découle principalement de l'apport sur un exercice complet du parc solaire Stardale, qui a été mis en service en mai 2012.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le secteur de la production solaire avait produit 106 % de la PMLT et avait dégagé des produits de 11,7 M\$ à partir de la mise en service du parc solaire Stardale en mai.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable principalement à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable principalement au remboursement prévu de la dette à long terme et à la baisse des instruments financiers dérivés.

## **Secteur de l'aménagement d'emplacements**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 5,6 M\$ (comparativement à 6,2 M\$ en 2012). La diminution est attribuable principalement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2013 par rapport à 2012, ce qui a fait augmenter le pourcentage des frais généraux et administratifs affectés au secteur opérationnel, et à la diminution des charges liées aux Projets potentiels.

La baisse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2012 découle principalement du transfert de l'installation Northwest Stave River au secteur de la production hydroélectrique, partiellement contrebalancé par des paiements engagés aux fins de la construction du projet Kwoiek Creek, des activités de préconstruction et de la construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek et des activités de préconstruction des Projets en développement 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)

## RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois-mois closes le			
	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013
Production (MWh)	496 613	706 495	792 541	386 171
Produits	41,4	58,0	63,2	35,7
BAIIA ajusté	25,6	46,7	51,3	25,4
(Profit net latent) Perte nette latente sur produits financiers dérivés	(11,7)	(2,4)	(27,3)	(3,8)
Bénéfice net (Perte nette)	3,4	11,1	31,0	(0,2)
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	6,3	10,8	28,3	2,8
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action – de base et dilué)	0,05	0,09	0,28	0,01
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	2,0
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,9	13,8	13,7	13,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,145	0,145

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois-mois closes le			
	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012
	(retraité)	(retraité)	(retraité)	(retraité)
Production (MWh)	531 564	559 379	694 661	319 341
Produits	47,1	47,1	54,3	28,1
BAIIA ajusté	34,2	36,7	44,6	18,3
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(5,3)	(9,5)	27,1	(20,1)
(Perte nette) Bénéfice net	(0,6)	(0,7)	(11,9)	7,8
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	1,8	(0,2)	(9,1)	8,9
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action – de base et dilué)	0,00	(0,01)	(0,12)	0,10
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,1	1,1	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,6	13,5	11,8	11,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,145	0,145

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

Le lecteur s'attendrait à ce que le résultat net reflète cette saisonnalité propre aux installations hydroélectriques au fil de l'eau, aux parcs éoliens et aux parcs solaires. Toutefois, d'autres éléments influencent ces mesures, certains ayant un impact relativement stable d'un trimestre à un autre, d'autres étant plus variables. Pour la Société, l'élément qui engendre les fluctuations les plus importantes du résultat net est la variation de la valeur marchande des instruments financiers dérivés. L'analyse historique du résultat net doit donc tenir compte de ce facteur. Il est important de rappeler que les variations de la valeur marchande des instruments financiers dérivés découlent des mouvements des taux d'intérêt et n'ont pas d'incidence sur le BAIIA ajusté, les charges financières, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution de la Société.

# RAPPORT DE GESTION

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

## RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

### Installations en exploitation

Périodes de trois mois closes le 31 décembre	2013				2012			
	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	143 454	144 310	99%	74,25	101 091	92 149	110%	83,24
Ontario	24 950	21 212	118%	69,81	22 590	21 212	106%	70,07
Colombie-Britannique	121 619	224 900	54%	87,14	215 583	221 143	97%	85,01
États-Unis	2 845	5 223	54%	72,23	5 511	5 223	106%	68,32
Total partiel	292 868	395 645	74%	79,20	344 775	339 727	101%	83,24
<b>ÉOLIEN</b>								
Québec	197 884	207 276	95%	79,38	180 889	193 201	94%	87,77
<b>SOLAIRE</b>								
Ontario	5 861	5 866	100%	420,00	5 900	5 907	100%	420,63
Total	496 613	608 787	82%	83,29	531 564	538 835	99%	88,53

1. Par suite de l'application de la norme IFRS 11, 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 résultats opérationnels ne sont pas inclus dans les résultats opérationnels 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 2013, les installations de la Société ont produit 496,6 GWh, soit 82 % par rapport à la PMLT de 608,8 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 74 % de leur PMLT, les débits d'eau supérieurs à la moyenne dans la plupart des installations en Ontario et au Québec n'ayant pas été suffisants pour contrebalancer les débits inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et aux États-Unis. Les niveaux de production en Colombie-Britannique ont été affectés par l'une des années les plus sèches de l'histoire ainsi que par la fermeture de Miller Creek entre le 8 août et le 13 novembre en raison d'un programme d'améliorations des immobilisations. Dans l'ensemble, les parcs éoliens ont produit 95 % de leur PMLT, en raison des régimes de vent inférieurs à la moyenne pendant le trimestre, à l'exception de Baie-des-Sables où les régimes de vent ont correspondu à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit 100 % de sa PMLT.

### Produits

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, la Société a enregistré des produits de 41,4 M\$, comparativement à 47,1 M\$ en 2012, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et aux États-Unis, en comparaison de débits d'eau supérieurs à la moyenne pour la même période en 2012. Les débits d'eau inférieurs ont plus que contrebalancé l'apport sur un trimestre complet des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, qui ont été acquises en octobre 2012, l'accroissement de la capacité du parc éolien Gros Morne en novembre 2012 et l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Charges opérationnelles**

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, la Société a enregistré des charges opérationnelles de 11,0 M\$ (9,3 M\$ en 2012), des frais généraux et administratifs de 2,9 M\$ (1,8 M\$ en 2012) et des charges liées aux Projets potentiels de 1,9 M\$ (1,8 M\$ en 2012). L'augmentation des charges par rapport à la période correspondante en 2012 est principalement attribuable au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société.

## **BAIIA ajusté**

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 25,6 M\$, comparativement à 34,2 M\$ en 2012, en raison principalement de la production inférieure à la moyenne dont il a été question plus haut. Le BAIIA ajusté a connu une diminution plus grande que celle des produits en raison surtout du fait que les charges opérationnelles et les frais généraux et administratifs ont augmenté par suite du nombre plus important d'installations exploitées par la Société et de l'absence de lien direct entre ces charges et les niveaux de production.

## **Charges financières**

Les charges financières se sont établies à 16,1 M\$ au quatrième trimestre (16,8 M\$ en 2012).

## **Amortissements**

La dotation aux amortissements a totalisé 17,2 M\$ au quatrième trimestre (17,3 M\$ en 2012).

## **Résultat net**

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, la Société a enregistré un bénéfice net de 3,4 M\$ (bénéfice net de base et dilué par action de 0,05 \$), comparativement à une perte nette de 0,6 M\$ en 2012 (perte nette de base et diluée par action de 0,00 \$). Cette amélioration est principalement attribuable à un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 11,7 M\$, comparativement à un profit net latent de 5,3 M\$ en 2012, qui a contrebalancé la diminution du BAIIA ajusté au quatrième trimestre de 2013. En excluant les profits net latents sur instruments financiers dérivés et l'impôt qui s'y rapporte, la Société aurait comptabilisé une perte nette de 5,5 M\$ pour le quatrième trimestre clos le 31 décembre 2013, comparativement à une perte nette de 4,9 M\$ en 2012.

# RAPPORT DE GESTION

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

## PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

Après l'application d'IFRS 11, les coentreprises importantes de la Société à la fin de la période considérée étaient Umbata Falls, L.P. (participation de 49 %) et Viger-Denonville, s.e.c. (participation de 50 %).

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

### Production d'électricité

Exercices clos le 31 décembre	2013				2012			
	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	154 750	110 343	140%	78,02	101 934	110 343	92%	84,19
Viger-Denonville	8 720	8 809	99%	148,50	—	—	—%	—

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

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

### Umbata Falls, L.P.

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
Produits	12 073	8 581
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	746	835
BAlIA ajusté	11 327	7 746
Charges financières	2 501	2 536
Autres produits, montant net	(34)	(20)
Amortissements	4 024	4 025
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(4 694)	(448)
Bénéfice net et résultat global	9 530	1 653

L'augmentation des produits et du BAlIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 est attribuable à la production plus élevée que la moyenne générée par des débits d'eau supérieurs à la moyenne depuis le début de l'année, comparativement à des débits d'eau inférieurs à la moyenne pour la même période en 2012. Les profits nets latents sur instruments financiers dérivés plus élevés comptabilisés en 2013 sont attribuables à l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012, par rapport à la même période l'an dernier.

#### Sommaire des états de la situation financière d'Umbata Falls

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	3 685	2 801
Actifs non courants	75 864	79 679
Passifs courants	47 972	2 382
Passifs non courants	1 852	53 225
Capitaux propres	29 725	26 873

Le prêt pour Umbata Falls a été comptabilisé dans la tranche à court terme de la dette à long terme en prévision de son arrivée à échéance en juillet 2014. Umbata Falls, L.P. prévoit en refinancer l'encours avant cette date. Par ailleurs, Umbata Falls, L.P. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt de 46,7 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur la totalité du prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 3,0 M\$ au 31 décembre 2013 (valeur négative de 7,7 M\$ au 31 décembre 2012). L'écart favorable est attribuable principalement à une augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. L'incidence estimée d'une augmentation de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 0,4 M\$ du passif lié au swap de taux d'intérêt. En revanche, une diminution de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une augmentation de 0,4 M\$ du passif lié au swap de taux d'intérêt.

# RAPPORT DE GESTION

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

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

### Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global de Viger-Denonville

	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
Produits	1 295	—
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	131	9
BAIIA ajusté	1 164	(9)
Charges de financement	231	—
Autres produits, montant net	(3 720)	(59)
Amortissements	369	—
Perte nette latente (Profit net latent) sur instruments financiers dérivés	1 517	(663)
Bénéfice net et résultat global	2 767	713

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les produits et le BAIIA ajusté tiennent compte de la mise en service du parc éolien Viger-Denonville le 19 novembre 2013. Le montant net des autres produits tient compte d'un gain réalisé sur instruments financiers dérivés de 2,2 M\$, comme il est indiqué ci-après, et d'un gain de 1,5 M\$ réalisé sur des contrats de change qui ont servi à fixer le taux de change sur les achats de matériel prévus pour le projet. La perte nette latente sur instruments financiers dérivés comptabilisée en 2013 découle de la contrepassation du profit latent sur le règlement des contrats à terme sur obligations au troisième trimestre de 2013 et d'une perte latente sur le swap de taux d'intérêt conclu le 7 août 2013, en raison d'une diminution du taux d'intérêt de référence entre cette date et le 31 décembre 2013.

### Sommaire des états de la situation financière de Viger-Denonville

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	9 221	4 791
Actifs non courants	63 940	7 274
Passifs courants	8 200	200
Passifs non courants	44 813	328
Capitaux propres	20 148	11 537

L'augmentation des postes de l'état de la situation financière est attribuable aux activités de construction et à la mise en service du projet éolien Viger-Denonville. L'augmentation des capitaux propres est attribuable au bénéfice net de 2,8 M\$ comptabilisé en 2013 et à un investissement net en capitaux propres de 2,9 M\$ effectué par chacun des partenaires.

Toujours en 2013, des prêts ont été accordés pour le projet Viger-Denonville jusqu'à ce que le financement lié au projet soit mis en place ou que des prélèvements soient faits. Ces prêts portaient intérêt au même taux que celui payé par la Société à ses prêteurs sur la facilité à terme de crédit rotatif, majoré d'une marge, et ont été remboursés avant la fin de 2013.

Le 7 août 2013, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé les contrats à terme sur obligations en même temps qu'elle a conclu le financement à long terme au moyen de swaps de taux d'intérêt pour ce projet, ce qui a donné lieu à la comptabilisation par Viger-Denonville, s.e.c. d'un profit réalisé sur instruments financiers dérivés de 2,2 M\$ pour le troisième trimestre. Ce profit découle de l'augmentation des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (décembre 2012 et février 2013) et la date de règlement (août 2013) et contrebalance le taux d'intérêt fixe plus élevé sur le prêt d'une durée de 18 ans de Viger-Denonville.

Viger-Denonville, s.e.c. utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. Au troisième trimestre, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé des contrats à terme sur obligations et conclu un swap de taux d'intérêt de 58,5 M\$ afin de couvrir le taux d'intérêt sur 95 % de son prêt. L'incidence estimée d'une augmentation de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 0,4 M\$ du passif lié au swap de taux d'intérêt. En revanche, une diminution de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une augmentation de 0,4 M\$ du passif lié au swap de taux d'intérêt.

# RAPPORT DE GESTION

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

## FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES

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

### Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales

#### Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global d'Harrison Hydro

	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
Produits	47 196	51 943
BAlIA ajusté	36 094	40 672
Perte nette et résultat global	(8 201)	(3 917)
<hr/>		
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(4 751)	(2 448)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 450)	(1 469)
	(8 201)	(3 917)

La diminution des produits et du BAlIA ajusté et la perte nette plus élevée pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 sont attribuables principalement à la production moins élevée que la moyenne résultant des débits d'eau inférieurs à la moyenne pendant l'exercice, comparativement à la même période en 2012.

#### Sommaire des états de la situation financière d'Harrison Hydro

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	30 143	69 089
Actifs non courants	662 749	680 279
Passifs courants	13 925	16 588
Passifs non courants	460 511	459 221
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	130 497	158 706
Participations ne donnant pas le contrôle	87 959	114 853

Au 31 décembre 2013, la diminution des actifs non courants est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles. De plus, les Centrales en exploitation de Harrison ont effectué une distribution de 13,6 M\$ en 2013 (46,9 M\$ en 2012) sous forme de prêts ne portant pas intérêt à la Société et à ses partenaires. Les prêts de 6,8 M\$ (23,4 M\$ en 2012) ont été présentés comme des prêts aux partenaires à la clôture de l'exercice. Le 1<sup>er</sup> janvier 2014, les prêts de 6,8 M\$ ont été remboursés (les prêts de 23,4 M\$ ont été remboursés en juin 2013) directement à même les distributions des Centrales en exploitation de Harrison, et une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle a été comptabilisée en 2014 (en 2013), sans incidence sur les flux de trésorerie.

#### Sommaire des tableaux des flux de trésorerie d'Harrison Hydro

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	13 908	19 804
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités de financement	(7 877)	(7 530)
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(9 751)	(461)
(Diminution) Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(3 720)	11 813



# RAPPORT DE GESTION

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

## Creek Power Inc. et ses six filiales

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
Produits	2 346	2 340
BAIIA ajusté	(20)	725
Bénéfice net (Perte nette) net et résultat global	2 331	(3 681)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	1 570	(2 514)
Participation ne donnant pas le contrôle	761	(1 167)
	2 331	(3 681)

Le BAIIA ajusté négatif enregistré pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 est attribuable principalement aux frais liés aux Projets potentiels plus élevés par rapport à l'exercice précédent, tandis que la comptabilisation du bénéfice net s'explique surtout par un gain net latent sur instruments financiers dérivés résultant de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2012, comparativement à une hausse beaucoup moins importante des taux d'intérêt de référence en 2012.

### Sommaire des états de la situation financière de Creek Power

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	6 593	1 358
Actifs non courants	67 349	40 010
Passifs courants	13 547	8 987
Passifs non courants	69 534	43 852
Déficit attribuable aux propriétaires	(9 897)	(11 468)
Participation ne donnant pas le contrôle	758	(3)

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

### Sommaire des tableaux de flux de trésorerie de Creek Power

	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	731	1 739
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	19 485	2 531
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(20 661)	(4 085)
(Diminution) Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(445)	185

# RAPPORT DE GESTION

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

## Kwoiek Creek Resources L.P.

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
Produits	7	—
BAlIA ajusté	(11)	(12)
Bénéfice net (Perte nette) et résultat global	7	(8 077)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	13	(4 036)
Participation ne donnant pas le contrôle	(6)	(4 041)
	7	(8 077)

Les pertes nettes comptabilisées en 2012 étaient principalement attribuables à une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 14,1 M\$, partiellement contrebalancée par un profit latent sur instruments financiers dérivés de 6,1 M\$, à la clôture du financement de la centrale Kwoiek Creek.

### Sommaire des états de la situation financière de Kwoiek Creek Resources

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	34 019	88 502
Actifs non courants	177 928	113 796
Passifs courants	23 694	17 529
Passifs non courants	202 901	199 424
Déficit attribuable aux propriétaires	(7 514)	(7 527)
Participations ne donnant pas le contrôle	(7 134)	(7 128)

L'augmentation des postes de l'état de la situation financière est principalement attribuable aux activités de construction en cours pour le projet Kwoiek Creek. La diminution des actifs courants reflète l'utilisation des liquidités soumises à restrictions à mesure que des coûts sont engagés. Cette centrale a été achevée en décembre 2013 avec une date de mise en service applicable du 1<sup>er</sup> janvier 2014. Les passifs non courants comprennent des prêts accordés par les partenaires à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership. Les prêts portent intérêt à un taux de 14 %. Le prêt effectué par le partenaire à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership s'élève à 3,7 M\$. Le prêt effectué par la Société à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, qui est éliminé du processus de consolidation dans les états financiers, s'élève à 55,5 M\$ au 31 décembre 2013.

### Sommaires des tableaux de flux de trésorerie de Kwoiek Creek Resources

	Exercices clos le 31 décembre	
	2013	2012
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(4 499)	(14 049)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	3 391	183 317
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(3 012)	(163 108)
(Diminution) Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(4 120)	6 160

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## 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.

### Mise en oeuvre de la stratégie

La stratégie de la Société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à développer ou acquérir des installations de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement sur le capital investi élevé, et de distribuer un dividende stable.

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. Toutefois, rien ne garantit que la Société soit en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie de haute qualité à des prix attractifs pour soutenir sa croissance. 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.

### Ressources en capital

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.

### 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.

### Régime 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. De mauvaises conditions hydrologiques dans l'une ou l'autre des centrales hydroélectriques de la Société pourraient avoir pour effet de réduire les produits et la rentabilité 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 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 pourrait avoir pour effet de réduire ses produits et sa rentabilité.

# RAPPORT DE GESTION

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

---

## **Dépassements des coûts de construction et défauts de conception**

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 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.

## **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 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.

## **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 terminés. Rien ne garantit que l'un des Projets potentiels résultera en une installation en exploitation. En outre, les permis environnementaux provinciaux et fédéraux devant être émis relativement à l'un des Projets en développement peuvent contenir des conditions qui doivent être remplies avant 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.

## **Rendement des projets et pénalités**

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

# RAPPORT DE GESTION

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

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**

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 opérationnels, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable.

## **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 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**

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 toute restructuration générale ou du capital, à verser des distributions ou à 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.

## **Déclaration de dividendes à la discrétion du conseil**

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 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.

## **Obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité**

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.

# 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 de la période considérée, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant principalement sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles et des frais de développement liés aux 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 financiers dérivés. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit d'adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement dans la mesure où les hypothèses et les estimations devaient changer. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Si 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 2013 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 2013.

## MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

### Application de normes nouvelles et révisées sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir

En mai 2011, un ensemble de cinq normes sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir a été publié; il s'agit notamment des normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, IAS 27 (modifiée en 2011) *États financiers individuels* et IAS 28 (modifiée en 2011), *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*. Pour l'exercice considéré, la Société a adopté ces normes, à l'exception d'IAS 27 qui ne s'applique pas étant donné qu'elle ne concerne que les états financiers individuels. L'incidence de l'application de ces normes est présentée ci-dessous.

#### Incidence de l'application d'IFRS 10

IFRS 10 remplace les dispositions sur les états financiers consolidés d'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, et SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 modifie la définition du contrôle de sorte qu'un investisseur contrôle une entité émettrice lorsqu'il est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. Pour satisfaire à la définition de contrôle aux termes d'IFRS 10, les trois critères suivants doivent être satisfaits : a) l'investisseur détient le pouvoir sur l'entité émettrice, b) l'investisseur est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et c) l'investisseur a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité émettrice de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient. Auparavant, le contrôle était défini comme le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin d'obtenir des avantages de ses activités. Des indications supplémentaires ont été incluses dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur contrôle une entité émettrice. En particulier, des indications détaillées ont été établies dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote d'une entité émettrice contrôle celle-ci. Par exemple, pour évaluer si un investisseur ayant moins de la majorité des droits de vote dans une entité émettrice détient un bloc de droits de vote suffisamment dominant pour remplir le critère relatif au pouvoir, IFRS 10 exige que l'investisseur prenne en considération tous les faits et circonstances pertinents, tout particulièrement le nombre de droits de vote qu'il détient par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs de droits de vote et à leur dispersion. L'application d'IFRS 10 n'a pas eu d'incidence sur la comptabilisation de la Société, car la direction a conclu que toutes les entités qui ont été consolidées satisfaisaient toujours aux critères relatifs à la nouvelle définition du contrôle et doivent être consolidées.

#### Incidence de l'application d'IFRS 11

IFRS 11 remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 porte sur le classement d'un partenariat sur lequel deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. Conformément à IFRS 11, il n'existe que deux types de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises. En vertu d'IFRS 11, le classement des partenariats est déterminé en fonction des droits et des obligations des parties aux partenariats selon la structure, la forme juridique des partenariats, les clauses contractuelles fixées par les parties aux partenariats et, lorsque cela est pertinent, d'autres faits et circonstances. Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coparticipants) ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à celle-ci. Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent

# RAPPORT DE GESTION

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

un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coentrepreneurs) ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Auparavant, IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, regroupait trois types de partenariats : les entités contrôlées conjointement, les activités contrôlées conjointement et les actifs contrôlés conjointement. Le classement des partenariats conformément à IAS 31 était essentiellement déterminé selon la forme juridique de l'entreprise (p. ex., un partenariat qui était établi par le biais d'une entité distincte était comptabilisé comme une entité contrôlée conjointement).

La comptabilisation ultérieure des coentreprises et des entreprises communes est différente. Les participations dans des coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de la consolidation proportionnelle n'est plus permise). Les participations dans des entreprises communes sont comptabilisées de sorte que chaque coparticipant comptabilise et évalue les actifs et les passifs (ainsi que les produits et les charges liées) selon sa participation dans l'entreprise conformément aux normes applicables.

Après avoir appliqué IFRS 11, la Société a examiné et évalué la forme juridique et les stipulations des accords contractuels relatifs aux participations de la Société dans des partenariats. L'application d'IFRS 11 a modifié le classement et la comptabilisation ultérieure des participations de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« Viger-Denonville, s.e.c. »), qui étaient classés en tant qu'entités contrôlées conjointement conformément à la norme précédente et qui étaient comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle. En vertu d'IFRS 11, Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, s.e.c. sont comptabilisées à titre de coentreprises et les participations de la Société dans celles-ci doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le changement relatif à la comptabilisation de la participation de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, s.e.c. a été appliqué conformément aux dispositions transitoires pertinentes. Au 1<sup>er</sup> janvier 2012, la participation initiale aux fins de l'application de la méthode de la mise en équivalence correspondait au total des valeurs comptables des actifs et des passifs que la Société avait auparavant comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Un tel changement de la comptabilisation a eu une incidence sur les montants présentés dans les états financiers consolidés de la Société.

Tous les chiffres comparatifs pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 ont été ajustés pour tenir compte des modifications de la présentation découlant de l'application d'IFRS 11.

## **Incidence de l'application d'IFRS 12**

IFRS 12 est une norme concernant les informations à fournir et elle s'applique aux entités qui ont des intérêts dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et/ou des entités structurées non consolidées. L'application d'IFRS 12 a donné lieu à des présentations d'informations plus détaillées aux notes 10, 29 et 30 des états financiers audités.

## **IFRS 13, Évaluation de la juste valeur**

IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, remplace les lignes directrices sur l'évaluation de la juste valeur figurant actuellement dans les normes IFRS individuelles par une définition unique de la juste valeur et un cadre exhaustif pour son évaluation quand celle-ci est exigée par d'autres IFRS. Elle établit également des obligations d'informations à fournir relativement aux évaluations de la juste valeur. Cette norme a été adoptée et appliquée dans les présents états financiers consolidés. Son application n'a eu aucune incidence sur les montants présentés pour l'exercice considéré ou l'exercice précédent.

## **Modification de la durée d'utilité de la période d'amortissement des immobilisations incorporelles**

Le 1<sup>er</sup> juillet 2013, la Société a modifié la durée d'utilité de la période d'amortissement des immobilisations incorporelles de certaines centrales hydroélectriques au Québec. La durée d'utilité estimée, qui était auparavant équivalente à la première durée des contrats d'achat d'électricité (les « CAÉ ») respectifs, a été augmentée de 20 à 25 ans, ce qui tient compte des périodes visant les droits de renouvellement des CAÉ. Ce changement dans l'estimation comptable découle de l'intention de la Société d'exercer l'option de renouvellement de ses CAÉ. Ce changement d'estimation a été comptabilisé de façon prospective. L'incidence annuelle estimée de ce changement d'estimation comptable constitue une diminution d'environ 3,6 M\$ de la dotation à l'amortissement annuelle pour les 12 prochains mois, puis elle s'amenuisera au cours des périodes futures. Pour la période close le 31 décembre 2013, l'incidence de ce changement est une diminution de 1,8 M\$ de la dotation à l'amortissement.

## **IFRS nouvelles publiées, mais non encore entrées en vigueur**

### **IFRS 9, Instrument financier**

Dans le cadre du projet de remplacement d'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, cette norme conserve mais simplifie le modèle d'évaluation mixte et définit deux catégories d'évaluation principales pour les actifs financiers. Plus précisément, la norme :

# RAPPORT DE GESTION

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

- traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers;
- établit deux catégories d'évaluation principales pour les actifs financiers : le coût amorti et la juste valeur;
- établit que le classement dépend du modèle d'affaires de l'entité et des caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie liés à l'actif financier;
- élimine les catégories actuelles : détenus jusqu'à l'échéance, disponibles à la vente et prêts et créances.

Certaines modifications ont également été apportées en ce qui a trait à l'option de la juste valeur pour les passifs financiers et à la comptabilisation de certains dérivés liés à des instruments de capitaux propres non cotés.

En juillet 2013, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a décidé de reporter temporairement la date d'entrée en vigueur obligatoire d'IFRS 9 et de ne pas spécifier de nouvelle date jusqu'à ce que l'exigence ayant trait à l'évaluation et au classement des instruments financiers, ainsi qu'à la perte de valeur des actifs financiers, ait été remplie. La Société surveille l'évolution du travail de l'IASB.

## IFRIC 21, Droits ou taxes

En mai 2013, l'IASB a publié IFRIC 21, *Droits ou taxes* (« IFRIC 21 »), une interprétation d'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* (« IAS 37 »), qui porte sur la comptabilisation de droits et de taxes imposés par les autorités publiques. IAS 37 définit les critères relatifs à la comptabilisation d'un passif, notamment l'exigence pour l'entité d'avoir une obligation actuelle en raison d'un événement passé (« fait générateur d'obligation »). IFRIC 21 précise que le fait générateur d'obligation qui donne lieu à un passif visant à payer un droit ou une taxe constitue l'activité décrite dans les lois applicables qui entraîne le paiement du droit ou de la taxe. IFRIC 21 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014. La Société évalue actuellement l'incidence prévue de cette interprétation définitive sur ses états financiers consolidés.

## ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

### Mise en service de la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek

Le 18 février 2014, la Société a annoncé que Kwoiek Creek Resources Limited Partnership a procédé à la mise en service de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Kwoiek Creek, située en Colombie-Britannique, au Canada. Innergex détient 50 % de Kwoiek Creek Resources Limited Partnership et est responsable de la gestion de la construction et de l'exploitation de la centrale. La bande indienne de Kanaka Bar détient l'autre participation de 50 %. La centrale hydroélectrique de 49,9 MW Kwoiek Creek est située en partie sur des terres publiques et en partie sur une réserve autochtone, à environ 14 km au sud de Lytton, en Colombie-Britannique. Sa construction a commencé en 2011 et s'est terminée au début de décembre, dans les délais et selon les budgets. Bien que la mise en service de cette centrale ait commencé à ce moment-là, la Société et BC Hydro ont amendé leur convention afin de clarifier les niveaux de production stipulés, sous réserve de l'approbation de la British Columbia Utilities Commission (la commission des services publics de la Colombie-Britannique). Une fois que cette approbation aura été reçue, BC Hydro acceptera le certificat de mise en service avec une date de mise en service applicable du 1<sup>er</sup> janvier 2014 pour la centrale Kwoiek Creek. Pour un complément d'information au sujet de la centrale Kwoiek Creek, se reporter aux rubriques « Activités de mise en service » et « Filiales non entièrement détenues ».

### Mise en service de la centrale hydroélectrique Northwest Stave River

Le 24 février 2014, la Société a annoncé la mise en service de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Northwest Stave River située en Colombie-Britannique, au Canada. Cette centrale est située sur des terres publiques, environ 50 km au nord de Mission, en Colombie-Britannique. Sa construction a commencé en 2011 et s'est terminée au début de décembre 2013, dans les délais et selon les budgets. La mise en service de cette centrale a commencé à ce moment-là et son certificat de mise en service vient d'être approuvé par BC Hydro, avec une date de mise en service applicable du 18 décembre 2013. Pour un complément d'information au sujet de la centrale Northwest Stave River, se reporter à la rubrique « Activités de mise en service ».

## RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

Des mises à jour et des compléments d'information concernant la Société sont régulièrement disponibles par l'entremise des communiqués de presse, des états financiers trimestriels et de la *Notice annuelle* que vous trouverez sur le site de la Société à l'adresse [www.innergex.com](http://www.innergex.com) et sur celui de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com). L'information postée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.



# 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 d'importance 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 et vice-président principal

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 25 février 2014



## 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 2013, au 31 décembre 2012 et au 1er janvier 2012 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 les 31 décembre 2013 et 31 décembre 2012, 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 lors 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 2013, au 31 décembre 2012 et au 1er janvier 2012, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 31 décembre 2012, conformément aux Normes internationales d'information financière.

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

Montréal (Québec)  
Le 25 février 2014

<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)

		Exercices clos les 31 décembre	
		2013	2012
			(montants retraités – note 2.2.1)
	Notes		
<b>Produits</b>		198 259	176 655
<b>Charges</b>			
Charges opérationnelles	7	33 947	28 850
Frais généraux et administratifs		11 194	9 601
Charges liées aux projets potentiels		4 202	4 412
<hr/>			
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres (produits) charges, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés		148 916	133 792
Charges financières	8	65 158	62 038
Autres (produits) charges, montant net	9	(392)	15 566
<hr/>			
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés		84 150	56 188
Amortissement des immobilisations corporelles	7, 18	48 674	42 602
Amortissement des immobilisations incorporelles	7, 19	20 486	21 163
Quote-part du bénéfice des coentreprises	10	(6 053)	(1 166)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	6	(45 249)	(7 791)
Bénéfice avant impôt sur le résultat		66 292	1 380
<hr/>			
Charge d'impôt			
Exigible	13	2 618	1 970
Différé	13	18 243	4 793
		20 861	6 763
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>		<b>45 431</b>	<b>(5 383)</b>
<hr/>			
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère		48 170	1 405
Participations ne donnant pas le contrôle	29.2	(2 739)	(6 788)
		45 431	(5 383)
<hr/>			
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	14	94 694	86 557
Bénéfice net (perte nette) par action, de base	14	0,43	(0,03)
<hr/>			
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	14	94 780	86 708
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e)	14	0,43	(0,03)

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	
	2013	2012
Bénéfice net (perte nette)	45 431	(5 383)
<b>Autres éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :</b>		
Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	356	(90)
(Charge) économie d'impôt différé	(46)	12
(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	(352)	104
Économie (charge) d'impôt différé	45	(13)
Autres éléments du résultat global pour l'exercice	3	13
<b>Total du résultat global</b>	<b>45 434</b>	<b>(5 370)</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux éléments suivants :</b>		
Propriétaires de la société mère	48 173	1 418
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 739)	(6 788)
	<b>45 434</b>	<b>(5 370)</b>

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 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012
	Notes		(montants retraités – note 2.2.2)	(montants retraités – note 2.2.3)
<b>Actif</b>				
Actifs courants				
Trésorerie et équivalents de trésorerie		34 267	49 496	34 863
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	15	49 745	87 811	53 415
Débiteurs	16	19 799	50 062	36 558
Comptes de réserve	17	1 771	1 816	—
Actifs d'impôt exigible	13	80	443	1 664
Instruments financiers dérivés	6	7 563	1 693	1 791
Prêts consentis à des parties liées	31	6 798	23 444	—
Charges payées d'avance et autres		5 085	4 715	3 977
		125 108	219 480	132 268
Comptes de réserve	17	45 791	45 800	41 239
Immobilisations corporelles	18	1 583 417	1 427 112	1 231 710
Immobilisations incorporelles	19	466 093	429 424	429 512
Frais de développement liés aux projets	20	81 643	103 529	97 241
Participations dans des coentreprises	10	24 639	18 935	14 499
Instruments financiers dérivés	6	7 066	6 698	8 248
Actifs d'impôt différé	13	1 804	5 846	24 485
Goodwill	21	8 269	8 269	8 269
Autres actifs non courants	3	33 244	31 347	17 998
		2 377 074	2 296 440	2 005 469

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 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012
	Notes		(montants retraités – note 2.2.2)	(montants retraités – note 2.2.3)
<b>Passif</b>				
<b>Passifs courants</b>				
Dividendes à verser aux actionnaires		15 651	14 643	12 848
Fournisseurs et autres créiteurs	22	48 258	41 252	26 559
Passifs d'impôt exigible	13	2 216	1 541	2 835
Instruments financiers dérivés	6	12 915	17 199	19 060
Tranche à court terme de la dette à long terme	23	26 649	63 926	18 982
Tranche à court terme des autres passifs	24	362	—	983
		106 051	138 561	81 267
Retenues de garantie au titre de la construction		1 347	1 668	2 081
Instruments financiers dérivés	6	26 081	60 808	68 386
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		9 855	12 899	41 267
Dette à long terme	23	1 313 718	1 166 782	1 006 646
Autres passifs	24	10 567	8 870	6 762
Composante passif des débetures convertibles	25	79 831	79 655	79 490
Passifs d'impôt différé	13	163 689	139 265	140 454
		1 711 139	1 608 508	1 426 353
<b>Capitaux propres</b>				
Capital attribuable aux actions ordinaires	26 a)	10 374	120 500	1
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	26 b)	784 482	656 281	656 281
Actions privilégiées	26 c)	131 069	131 069	82 589
Paiement fondé sur des actions	26 d)	1 806	1 511	1 361
Composante capitaux propres des débetures convertibles	25	1 340	1 340	1 340
Déficit		(344 809)	(330 621)	(277 083)
Cumul des autres éléments du résultat global		244	241	228
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		584 506	580 321	464 717
Participations ne donnant pas le contrôle		81 429	107 611	114 399
Total des capitaux propres		665 935	687 932	579 116
		2 377 074	2 296 440	2 005 469

Engagements et éventualités (se reporter à la note 33).

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 2013	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2013	93 660	120 500	656 281	131 069	1 511	1 340	(330 621)	241	580 321	107 611	687 932
Bénéfice net (perte nette)							48 170		48 170	(2 739)	45 431
Autres éléments du résultat global								3	3		3
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	48 170	3	48 173	(2 739)	45 434
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	1 995	18 075							18 075		18 075
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 26 b)		(128 201)	128 201						—		—
Paiement fondé sur des actions					295				295		295
Acquisitions d'entreprises (note 5.1)										1	1
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 31)										(23 444)	(23 444)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(54 967)		(54 967)		(54 967)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(7 391)		(7 391)		(7 391)
Solde au 31 décembre 2013	95 655	10 374	784 482	131 069	1 806	1 340	(344 809)	244	584 506	81 429	665 935

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 2012	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	81 282	1	656 281	82 589	1 361	1 340	(277 083)	228	464 717	114 399	579 116
Bénéfice net (perte nette)							1 405		1 405	(6 788)	(5 383)
Autres éléments du résultat global								13	13		13
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	1 405	13	1 418	(6 788)	(5 370)
Actions ordinaires émises le 26 juillet 2012	12 041	123 656							123 656		123 656
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 2 403 \$)		(6 747)							(6 747)		(6 747)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	279	2 935							2 935		2 935
Actions privilégiées de série C émises le 11 décembre 2012				50 000					50 000		50 000
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 526 \$)				(1 520)					(1 520)		(1 520)
Options sur actions exercées	58	655			(148)				507		507
Paiement fondé sur des actions					298				298		298
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(50 693)		(50 693)		(50 693)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(4 250)		(4 250)		(4 250)
Solde au 31 décembre 2012	93 660	120 500	656 281	131 069	1 511	1 340	(330 621)	241	580 321	107 611	687 932

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	
		2013	2012
	Notes		(montants retraités – note 2.2.4)
<b>Activités opérationnelles</b>			
Bénéfice net (perte nette)		45 431	(5 383)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		48 674	42 602
Amortissement des immobilisations incorporelles		20 486	21 163
Quote-part du bénéfice des coentreprises		(6 053)	(1 166)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés		(45 249)	(7 791)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	8	1 892	3 362
Amortissement des frais de financement	8	902	729
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débentures convertibles	8	1 955	1 526
Charges de désactualisation des autres passifs	8	546	450
Paieement fondé sur des actions		295	298
Impôt différé		18 243	4 793
Incidence de la variation des taux de change		398	(85)
Radiation de frais de développement liés aux projets	9	222	—
Autres		(86)	353
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	8	59 823	55 971
Intérêts versés		(59 741)	(56 062)
Profit sur les contreparties conditionnelles	9	(19)	(357)
Contreparties conditionnelles versées		—	(983)
Distributions reçues des coentreprises		3 272	955
Charge d'impôt exigible	13	2 618	1 970
Impôt sur le résultat payé, montant net		(1 606)	(2 039)
		92 003	60 306
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel	28	30 283	601
		122 286	60 907
<b>Activités de financement</b>			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(36 602)	(45 963)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(6 673)	(4 250)
Augmentation de la dette à long terme		186 627	405 657
Remboursement au titre de la dette à long terme		(145 321)	(201 751)
Paieement des frais de financement différés		(3 066)	(4 248)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		—	114 571
Produit net de l'émission d'actions privilégiées		(353)	48 350
Produit de l'exercice d'options sur actions	26 d)	—	507
		(5 388)	312 873

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

# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2013	2012
			(montants retraités – note 2.2.4)
<b>Activités d'investissement</b>			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	5	1 885	—
Acquisitions d'entreprises	5	(28 577)	(68 635)
Diminution (augmentation) des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		38 066	(34 396)
Prêts consentis à des parties liées	31	(6 798)	(23 444)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve		527	(6 391)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(103 680)	(186 760)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(27)	(1 929)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(27 799)	(5 495)
Participations dans des coentreprises		(2 923)	(4 225)
Ajouts aux autres actifs non courants		(2 962)	(27 892)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		76	56
		(132 212)	(359 111)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		85	(36)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(15 229)	14 633
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice		49 496	34 863
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>		<b>34 267</b>	<b>49 496</b>
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		23 518	34 878
Placements à court terme		10 749	14 618
		34 267	49 496

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 25 février 2014.

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

### 2.1 Nouvelles IFRS et IFRS révisées ayant une incidence sur la performance financière et la situation financière de l'exercice considéré et d'un exercice précédent

#### **Application de normes nouvelles et révisées sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir**

En mai 2011, un ensemble de cinq normes sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir a été publié; il s'agit notamment d'IFRS 10, *États financiers consolidés*, d'IFRS 11, *Partenariats*, d'IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, d'IAS 27 (modifiée en 2011), *États financiers individuels* et d'IAS 28 (modifiée en 2011), *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*. Pour l'exercice considéré, la Société a adopté toutes ces normes, sauf IAS 27 qui ne s'applique pas, car elle porte uniquement sur les états financiers individuels.

L'incidence de l'application de ces normes est présentée ci-dessous :

#### **Incidence de l'application d'IFRS 10**

IFRS 10 remplace les dispositions sur les états financiers consolidés d'IAS 27, *États financiers individuels* et de SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 modifie la définition du contrôle de sorte qu'un investisseur contrôle une entité émettrice lorsqu'il est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. Pour satisfaire à la définition de contrôle aux termes d'IFRS 10, les trois critères suivants doivent être satisfaits : a) l'investisseur détient le pouvoir sur l'entité émettrice, b) l'investisseur est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et c) l'investisseur a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité émettrice de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient. Auparavant, le contrôle était défini comme le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin d'obtenir des avantages de ses activités. Des indications supplémentaires ont été incluses dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur contrôle une entité émettrice. En particulier, des indications détaillées ont été établies dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote d'une entité émettrice contrôle celle-ci. Par exemple, pour évaluer si un investisseur ayant moins de la majorité des droits de vote dans une entité émettrice détient un bloc de droits de vote suffisamment dominant pour remplir le critère relatif au pouvoir, IFRS 10 exige que l'investisseur prenne en considération tous les faits et circonstances pertinents, tout particulièrement le nombre de droits de vote qu'il détient par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs de droits de vote et à leur dispersion.

# NOTES ANNEXES

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

---

L'application d'IFRS 10 n'a pas eu d'incidence sur la comptabilisation de la Société, car la direction a conclu que toutes les entités qui ont été consolidées satisfaisaient toujours aux critères relatifs à la nouvelle définition du contrôle et doivent être consolidées.

## **Incidence de l'application d'IFRS 11**

IFRS 11 remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 porte sur le classement d'un partenariat sur lequel deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. Conformément à IFRS 11, il n'existe que deux types de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises. En vertu d'IFRS 11, le classement des partenariats est déterminé en fonction des droits et des obligations des parties aux partenariats selon la structure, la forme juridique des partenariats, les clauses contractuelles fixées par les parties aux partenariats et, lorsque cela est pertinent, d'autres faits et circonstances. Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coparticipants) ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à celle-ci. Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coentrepreneurs) ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Auparavant, IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, regroupait trois types de partenariats : les entités contrôlées conjointement, les activités contrôlées conjointement et les actifs contrôlés conjointement. Le classement des partenariats conformément à IAS 31 était essentiellement déterminé selon la forme juridique de l'entreprise (p. ex. un partenariat qui était établi par le biais d'une entité distincte était comptabilisé comme une entité contrôlée conjointement).

La comptabilisation ultérieure des coentreprises et des entreprises communes est différente. Les participations dans des coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de la consolidation proportionnelle n'est plus permise). Les participations dans des entreprises communes sont comptabilisées de sorte que chaque coparticipant comptabilise et évalue les actifs et les passifs (ainsi que les produits et les charges liés) selon sa participation dans l'entreprise conformément aux normes applicables.

Après avoir appliqué IFRS 11, la Société a examiné et évalué la forme juridique et les stipulations des accords contractuels relatifs aux participations de la Société dans des partenariats. L'application d'IFRS 11 a modifié le classement et la comptabilisation ultérieure des participations de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« Viger-Denonville, s.e.c. »), qui étaient classées en tant qu'entités contrôlées conjointement conformément à la norme précédente et qui étaient comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle. En vertu d'IFRS 11, Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, s.e.c. sont comptabilisées à titre de coentreprises et les participations de la Société dans celles-ci doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le changement relatif à la comptabilisation de la participation de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, s.e.c. a été appliqué conformément aux dispositions transitoires pertinentes. Au 1<sup>er</sup> janvier 2012, la participation initiale aux fins de l'application de la méthode de la mise en équivalence correspondait au total des valeurs comptables des actifs et des passifs que la Société avait auparavant comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Un tel changement de la comptabilisation a eu une incidence sur les montants présentés dans les états financiers consolidés de la Société (se référer à la note 2.2).

## **Incidence de l'application d'IFRS 12**

IFRS 12 est une norme concernant les informations à fournir et elle s'applique aux entités qui détiennent des intérêts dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et/ou des entités structurées non consolidées. L'application d'IFRS 12 a donné lieu à des présentations d'informations plus détaillées aux notes 10, 29 et 30.

## **IFRS 13, Évaluation de la juste valeur**

IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, remplace les directives en matière d'évaluation à la juste valeur disséminées dans les différentes IFRS en imposant une seule définition de la juste valeur ainsi qu'un cadre rigoureux pour évaluer la juste valeur lorsque cette évaluation est requise en vertu d'autres IFRS. Elle établit aussi les informations à fournir à cet égard. Ces normes ont été adoptées et appliquées dans le cadre des présents états financiers consolidés. Leur application n'a eu aucune incidence sur les montants présentés pour l'exercice considéré ou précédent.

# NOTES ANNEXES

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

## 2.2 Informations supplémentaires selon les IFRS

### 2.2.1 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur les comptes consolidés de résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

	Exercice clos le 31 décembre 2012		
	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
<b>Produits</b>	180 860	(4 205)	176 655
<b>Charges</b>			
Charges opérationnelles	29 133	(283)	28 850
Frais généraux et administratifs	9 732	(131)	9 601
Charges liées aux projets potentiels	4 412	—	4 412
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	137 583	(3 791)	133 792
Charges financières	63 281	(1 243)	62 038
Autres charges, montant net	15 527	39	15 566
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	58 775	(2 587)	56 188
Amortissement des immobilisations corporelles	43 902	(1 300)	42 602
Amortissement des immobilisations incorporelles	21 835	(672)	21 163
Quote-part du bénéfice des coentreprises	—	(1 166)	(1 166)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(8 342)	551	(7 791)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	1 380	—	1 380
Charge d'impôt :			
Exigible	1 970	—	1 970
Différé	4 793	—	4 793
	6 763	—	6 763
<b>Perte nette</b>	<b>(5 383)</b>	<b>—</b>	<b>(5 383)</b>
Perte nette attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère	1 405	—	1 405
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 788)	—	(6 788)
	<b>(5 383)</b>	<b>—</b>	<b>(5 383)</b>

L'application d'IFRS 11 n'a eu aucune incidence sur l'état consolidé du résultat global.

# NOTES ANNEXES

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

## 2.2.2 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière consolidée au 31 décembre 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
<b>Actif</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	52 048	(2 552)	49 496
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	87 811	—	87 811
Débiteurs	50 786	(724)	50 062
Comptes de réserve	1 816	—	1 816
Actifs d'impôt exigible	443	—	443
Instruments financiers dérivés	2 116	(423)	1 693
Prêts consentis à des parties liées	23 444	—	23 444
Charges payées d'avance et autres	4 789	(74)	4 715
	<b>223 253</b>	<b>(3 773)</b>	<b>219 480</b>
Comptes de réserve	46 933	(1 133)	45 800
Immobilisations corporelles	1 453 944	(26 832)	1 427 112
Immobilisations incorporelles	440 498	(11 074)	429 424
Frais de développement liés aux projets	107 165	(3 636)	103 529
Participations dans des coentreprises	—	18 935	18 935
Instruments financiers dérivés	6 698	—	6 698
Actifs d'impôt différé	5 846	—	5 846
Goodwill	8 269	—	8 269
Autres actifs non courants	31 347	—	31 347
	<b>2 323 953</b>	<b>(27 513)</b>	<b>2 296 440</b>

# NOTES ANNEXES

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

## 2.2.2 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière consolidée au 31 décembre 2012 (suite)

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dividendes à verser aux actionnaires	14 643	—	14 643
Fournisseurs et autres créditeurs	41 337	(85)	41 252
Passifs d'impôt exigible	1 541	—	1 541
Instruments financiers dérivés	17 855	(656)	17 199
Tranche à court terme de la dette à long terme	64 452	(526)	63 926
	139 828	(1 267)	138 561
Retenues de garantie au titre de la construction	1 668	—	1 668
Instruments financiers dérivés	64 023	(3 215)	60 808
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	13 063	(164)	12 899
Dette à long terme	1 189 649	(22 867)	1 166 782
Autres passifs	8 870	—	8 870
Composante passif des débetures convertibles	79 655	—	79 655
Passifs d'impôt différé	139 265	—	139 265
	1 636 021	(27 513)	1 608 508
<b>Capitaux propres</b>			
Capital attribuable aux actions ordinaires	120 500	—	120 500
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	656 281	—	656 281
Actions privilégiées	131 069	—	131 069
Paiement fondé sur des actions	1 511	—	1 511
Composante capitaux propres des débetures convertibles	1 340	—	1 340
Déficit	(330 621)	—	(330 621)
Cumul des autres éléments du résultat global	241	—	241
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	580 321	—	580 321
Participations ne donnant pas le contrôle	107 611	—	107 611
Total des capitaux propres	687 932	—	687 932
	2 323 953	(27 513)	2 296 440

# NOTES ANNEXES

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

## 2.2.3 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière consolidée au 1<sup>er</sup> janvier 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
<b>Actif</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	35 279	(416)	34 863
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	53 415	—	53 415
Débiteurs	36 894	(336)	36 558
Actifs d'impôt exigible	1 664	—	1 664
Instruments financiers dérivés	1 791	—	1 791
Charges payées d'avance et autres	4 074	(97)	3 977
	133 117	(849)	132 268
Comptes de réserve	42 154	(915)	41 239
Immobilisations corporelles	1 259 834	(28 124)	1 231 710
Immobilisations incorporelles	441 262	(11 750)	429 512
Frais de développement liés aux projets	98 042	(801)	97 241
Participations dans des coentreprises	—	14 499	14 499
Instruments financiers dérivés	8 248	—	8 248
Actifs d'impôt différé	24 485	—	24 485
Goodwill	8 269	—	8 269
Autres actifs non courants	17 998	—	17 998
	2 033 409	(27 940)	2 005 469



# NOTES ANNEXES

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

## 2.2.3 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière consolidée au 1<sup>er</sup> janvier 2012 (suite)

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dividendes à verser aux actionnaires	12 848	—	12 848
Fournisseurs et autres créiteurs	26 616	(57)	26 559
Passifs d'impôt exigible	2 835	—	2 835
Instruments financiers dérivés	20 287	(1 227)	19 060
Tranche à court terme de la dette à long terme	19 475	(493)	18 982
Tranche à court terme des autres passifs	983	—	983
	83 044	(1 777)	81 267
Retenues de garantie au titre de la construction	2 081	—	2 081
Instruments financiers dérivés	71 158	(2 772)	68 386
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	41 267	—	41 267
Dette à long terme	1 030 037	(23 391)	1 006 646
Autres passifs	6 762	—	6 762
Composante passif des débetures convertibles	79 490	—	79 490
Passifs d'impôt différé	140 454	—	140 454
	1 454 293	(27 940)	1 426 353
<b>Capitaux propres</b>			
Capital attribuable aux actions ordinaires	1	—	1
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	656 281	—	656 281
Actions privilégiées	82 589	—	82 589
Paiement fondé sur des actions	1 361	—	1 361
Composante capitaux propres des débetures convertibles	1 340	—	1 340
Déficit	(277 083)	—	(277 083)
Cumul des autres éléments du résultat global	228	—	228
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	464 717	—	464 717
Participations ne donnant pas le contrôle	114 399	—	114 399
Total des capitaux propres	579 116	—	579 116
	2 033 409	(27 940)	2 005 469

# NOTES ANNEXES

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

## 2.2.4 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur le tableau consolidé des flux de trésorerie pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	62 181	(1 274)	60 907
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	312 379	494	312 873
Sorties nettes de trésorerie découlant des activités d'investissement	(357 755)	(1 356)	(359 111)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(36)	—	(36)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	16 769	(2 136)	14 633

## 2.3 IFRS nouvelles publiées, mais non encore entrées en vigueur

### IFRS 9 – Instruments financiers

Dans le cadre du projet de remplacement d'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, cette norme conserve mais simplifie le modèle d'évaluation mixte et définit deux catégories d'évaluation principales pour les actifs financiers. Plus précisément, la norme :

- traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers;
- établit deux catégories d'évaluation principales pour les actifs financiers : le coût amorti et la juste valeur;
- établit que le classement dépend du modèle d'affaires de l'entité et des caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie liés à l'actif financier;
- élimine les catégories actuelles : détenus jusqu'à l'échéance, disponibles à la vente et prêts et créances.

Certaines modifications ont également été apportées en ce qui a trait à l'option de la juste valeur pour les passifs financiers et à la comptabilisation de certains dérivés liés à des instruments de capitaux propres non cotés.

En juillet 2013, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a décidé de reporter temporairement la date d'entrée en vigueur obligatoire d'IFRS 9 et de ne pas spécifier de nouvelle date jusqu'à ce que l'exigence ayant trait à l'évaluation et au classement des instruments financiers, ainsi qu'à la perte de valeur des actifs financiers, ait été remplie. La Société surveille l'évolution du travail de l'IASB.

### IFRIC 21 – Droits ou taxes

En mai 2013, l'IASB a publié IFRIC 21, *Droits ou taxes* (« IFRIC 21 »), une interprétation d'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* (« IAS 37 »), qui porte sur la comptabilisation de droits et de taxes imposés par les autorités publiques. IAS 37 définit les critères relatifs à la comptabilisation d'un passif, notamment l'exigence pour l'entité d'avoir une obligation actuelle en raison d'un événement passé (« fait générateur d'obligation »). IFRIC 21 précise que le fait générateur d'obligation qui donne lieu à un passif visant à payer un droit ou une taxe constitue l'activité décrite dans les lois applicables qui entraîne le paiement du droit ou de la taxe. IFRIC 21 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014. La Société évalue actuellement l'incidence prévue de cette interprétation définitive sur ses états financiers consolidés.

# NOTES ANNEXES

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

---

## 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 a une autorité 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.

### **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.

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 IAS 39. 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 lié à 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 reclassifie le profit ou la perte par virement depuis les capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsqu'elle cesse d'appliquer la méthode de la mise en équivalence.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **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 d'un 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 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 d'un 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.

## **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 pris en charge, 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 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 fin 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.

# NOTES ANNEXES

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

---

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

La Société détient des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions pour assurer sa stabilité.

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. 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 installations 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.

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.

Les durées d'utilité estimatives, les valeurs résiduelles et les méthodes d'amortissement sont examinées à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et toute variation 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 admissibles, 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.

Le revenu de placement gagné par suite du placement temporaire d'emprunts précis jusqu'à ce que ces derniers soient utilisés pour engager des dépenses à l'égard d'actifs admissibles est déduit 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.

# 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 :

Type d'immobilisations corporelles	Années de fin de la période d'amortissement	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Installations hydroélectriques	De 2019 à 2088	De 15 à 75 ans
Parcs éoliens	De 2021 à 2037	De 15 à 25 ans
Installation solaire	2037	25 ans
Autres équipements	2014 à 2019	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. 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 la méthode d'amortissement sont examinées à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et les variations sont comptabilisées de façon prospective.

Le 1<sup>er</sup> juillet 2013, la Société a modifié la durée d'utilité pour la période d'amortissement des immobilisations incorporelles liées à certaines centrales hydroélectriques au Québec. La durée d'utilité estimée, qui était auparavant équivalente à la première durée des contrats d'achat d'électricité (les « CAÉ ») respectifs, a été augmentée de 20 à 25 ans, ce qui tient compte des périodes visant les droits de renouvellement des CAÉ. Ce changement dans l'estimation comptable découle de l'intention de la Société d'exercer l'option de renouvellement de ses CAÉ. Ce changement d'estimation a été comptabilisé de façon prospective. L'incidence annuelle estimée de ce changement d'estimation comptable constitue une diminution d'environ 3 595 \$ de la dotation à l'amortissement annuelle pour les 12 prochains mois, puis ce montant s'amenuisera au cours des périodes futures. Pour la période close le 31 décembre 2013, l'incidence de ce changement est une diminution de 1 830 \$ de la dotation à l'amortissement.

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
Installations hydroélectriques	De 2016 à 2082	De 4 à 69 ans
Parcs éoliens	De 2026 à 2028	De 19 à 20 ans
Installation solaire	2032	20 ans
Garanties prolongées des éoliennes	De 2016 à 2017	3 ans

# NOTES ANNEXES

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

---

## **Frais de développement liés aux projets**

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et la mise en valeur d'emplacements pour des installations hydroélectriques ainsi que des parcs éoliens et solaires. Ils sont comptabilisés au coût moins le cumul des pertes de valeur. La phase de mise en valeur 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 à la mise en valeur sont incorporés aux frais de développement liés aux projets.

## **Perte de valeur des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement liés aux 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 liés aux projets afin de déterminer s'il y a une indication que ces immobilisations ont subi une perte de valeur. 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 avoir subi une perte de valeur.

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 à leur valeur actuelle 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.

## **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 avoir subi une perte de valeur. Si la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie est inférieure à sa valeur comptable, la perte de valeur est d'abord portée

# NOTES ANNEXES

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

---

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 à long terme**

Les autres actifs à long terme comprennent un dépôt de 25 000 \$ plus des intérêts accumulés de 2 517 \$ pour l'acquisition d'installations d'Hydroméga, 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 de prêts 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 dans 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 ou au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés 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.

## **Instruments financiers**

Les actifs et les passifs financiers sont initialement comptabilisés à la juste valeur. Les évaluations subséquentes sont effectuées en fonction de leur classement selon les critères décrits plus loin. Le classement est déterminé en fonction de l'objectif établi lors de l'achat ou de l'émission des instruments financiers, de leurs caractéristiques et de leur désignation par la Société.

Tous les instruments financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : à la juste valeur par le biais du résultat net, prêts et créances, autres passifs financiers, détenus jusqu'à l'échéance ou disponibles à la vente.

Les coûts de transaction liés aux actifs financiers détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts de transaction liés aux actifs financiers disponibles à la vente, aux actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, aux autres passifs financiers et aux prêts et créances sont ajoutés à la valeur comptable de l'actif ou déduits de la valeur comptable du passif et ils sont alors constatés sur la durée d'utilité prévue de l'instrument au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.



# NOTES ANNEXES

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

---

La Société a établi les classements suivants :

- Les instruments financiers dérivés ont été classés comme détenus à des fins de transaction et, par conséquent, sont évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.
- Le revenu de placement réalisé sur les actifs ou les passifs désignés comme étant détenus à des fins de transaction est inclus dans les autres (produits) charges, montant net, dans les comptes consolidés de résultat.
- Les profits nets ou les pertes nettes sur les actifs ou les passifs classés comme étant détenus à des fins de transaction sont compris dans les comptes consolidés de résultat à titre de profit net sur instruments financiers dérivés. Ces profits nets ou pertes nettes ne comprennent pas le revenu de placement.
- La trésorerie et les équivalents de trésorerie, les liquidités et les placements à court terme soumis à restrictions, la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus dans des comptes de réserve, les débiteurs, les prêts consentis à des parties liées et le dépôt pour l'acquisition d'installations d'Hydroméga sont classés dans les prêts et créances et sont évalués au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.
- Les placements à court terme et les titres garantis par le gouvernement détenus dans les comptes de réserve sont classés comme actifs détenus jusqu'à l'échéance et comptabilisés au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.
- Les dividendes à verser aux actionnaires, les fournisseurs et autres crédateurs, les retenues de garantie au titre de la construction, les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme, la dette à long terme, les autres passifs et la composante passif des débiteurs convertibles sont classés dans la catégorie des autres passifs financiers et sont comptabilisés au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.
- La Société ne détient aucun actif financier disponible à la vente.

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur 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 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.

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 au niveau 2 lorsqu'il s'agit de swaps de taux d'intérêt ou de contrats à terme sur obligations.

## **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 ne donnant 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.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **Relations de couverture**

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de taux d'intérêt sur le financement par emprunt. La politique de la Société consiste à ne pas utiliser les instruments financiers dérivés à des fins de transaction ou de spéculation.

Les instruments dérivés qui constituent des couvertures économiques, mais qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, sont constatés dans les états consolidés de la situation financière à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans le résultat. La Société n'utilise pas la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés.

## **Comptabilisation des produits**

Les produits sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux CAÉ conclus auprès des services d'électricité 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.

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 installations 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 12 463 \$ (12 194 \$ en 2012) 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 opérationnelles.

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 dépenses 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 au résultat sur la période d'acquisition des droits avec montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les 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.

## **Écart de change**

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.

# NOTES ANNEXES

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

---

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 dans le 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.

## **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 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 par action**

Le bénéfice 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 par action dilué. Le bénéfice par action dilué est calculé de la même manière que le bénéfice 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 débentures 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 débentures 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 prix moyen de marché au cours de l'exercice.

# NOTES ANNEXES

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

---

## 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 de la période considérée, 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 liés aux 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 financiers dérivés. 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.

### 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. 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 liés aux 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.

#### *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 l'autre partenaire, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle Kwoiek Creek Resources L.P.

# 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 le renversement 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 du moment, des sources et du niveau du bénéfice imposable futur.

## 5. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

### 5.1 Acquisition de la Société en commandite Magpie

Le 25 juillet 2013, la Société a conclu l'acquisition de 99,999 % des parts ordinaires dans la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Magpie, située au Québec (l'« acquisition de Magpie »). La Municipalité Régionale de Comté de Minganie détient 30 % des parts avec droit de vote ainsi qu'une débenture convertible et une débenture ne portant pas intérêt. La débenture convertible donne le droit à la municipalité de détenir une participation de 30 % dans la centrale à la suite de la conversion de la débenture qui aura lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2025 ou avant. La Société a réglé le montant d'achat de 28 577 \$ au comptant.

La totalité de l'énergie produite par cette centrale est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ échéant en 2032.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets futurs. L'acquisition de la centrale Magpie a permis d'ajouter une puissance installée additionnelle d'environ 40,6 MW au portefeuille de centrales hydroélectriques en exploitation de la Société.

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

Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 885
Débiteurs	1 321
Charges payées d'avance et autres	52
Compte de réserve	422
Immobilisations corporelles	74 460
Immobilisations incorporelles	30 413
Passifs courants	(1 203)
Dette à long terme	(66 024)
Autres passifs non courants	(2 428)
Passifs d'impôt différé	(10 320)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>28 577</b>

La répartition initiale du prix d'achat demeure assujettie à la finalisation de l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des passifs d'impôt différé et des ajustements conséquents.

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.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2013, les produits consolidés et le bénéfice net auraient été de 203 323 \$ et de 45 786 \$, respectivement, pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Les montants des produits et du bénéfice net de la Société en commandite Magpie depuis le 25 juillet 2013, présentés dans les comptes consolidés de résultat, se sont chiffrés à 5 489 \$ et à 1 835 \$, respectivement, pour la période de 160 jours close le 31 décembre 2013.

# NOTES ANNEXES

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

## 5.2 Acquisition de Brown Miller Power L.P.

L'évaluation de l'acquisition de Brown Miller Power L.P. a été finalisée. Le tableau suivant reflète la répartition finale du prix d'achat :

	Répartition initiale du prix d'achat	Ajustements ultérieurs	Répartition finale du prix d'achat
Débiteurs	429	—	429
Charges payées d'avance et autres	153	—	153
Immobilisations corporelles	64 391	(14 732)	49 659
Immobilisations incorporelles	13 436	14 732	28 168
Passifs courants	(9)	—	(9)
Passifs d'impôt différé	(9 765)	—	(9 765)
	68 635	—	68 635

## 6. 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 d'éliminer son exposition aux taux d'intérêt variables payables sur la tranche de sa dette à long terme qui est couverte par de tels contrats. 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 augmenter de 10 323 \$ la juste valeur de ces instruments financiers. Inversement, une baisse de la courbe des taux de swap de 0,1 % ferait diminuer de 10 522 \$ la juste valeur de ces instruments financiers.

La Société comptabilise des instruments financiers dérivés incorporés séparément des contrats hôtes (clauses d'inflation). Ces instruments financiers se rapportent 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 minimale de 3 % et le taux d'inflation à long terme, estimé à 2 % au 31 décembre 2013, pour la durée restante de ces contrats, actualisé à un taux de 3,21 %. 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 653 \$. Une baisse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % ferait augmenter la juste valeur de ces instruments financiers de 650 \$.

Le classement de tous les actifs et passifs financiers selon la hiérarchie des justes valeurs est demeuré stable en 2013.

Actifs (passifs) financiers	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2013 (montants retraités)	(78 007)	8 391	(69 616)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	43 733	(1 743)	41 990
Règlements	3 259	—	3 259
Profit net (perte nette) latent(e) sur instruments financiers dérivés	46 992	(1 743)	45 249
Au 31 décembre 2013	(31 015)	6 648	(24 367)

# NOTES ANNEXES

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

Actifs (passifs) financiers	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	(87 446)	10 039	(montants retraités) (77 407)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	(4 688)	(1 648)	(6 336)
Règlements	14 127	—	14 127
Profit net (perte nette) latent(e) sur instruments financiers dérivés	9 439	(1 648)	7 791
Au 31 décembre 2012	(78 007)	8 391	(69 616)

Présentés dans les états financiers

Aux	31 décembre 2013	31 décembre 2012
		(montants retraités)
Actifs courants – Instruments financiers dérivés	7 563	1 693
Actifs non courants – Instruments financiers dérivés	7 066	6 698
Passifs courants – Instruments financiers dérivés	(12 915)	(17 199)
Passifs non courants – Instruments financiers dérivés	(26 081)	(60 808)
	(24 367)	(69 616)

## Risque de taux d'intérêt

Les modalités des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêt de la Société sont les suivantes :

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2013	31 décembre 2012
				(montants retraités)
Contrats à terme sur obligations à des taux variant de 3,04 % à 3,27 % (1,93 % à 2,38 % en 2012)	2014	Aucune	340 000	40 000
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,96 % à 4,09 %	2015	Aucune	15 000	15 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2016	Aucune	3 000	3 000
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 %, amortis	2026	Aucune	52 539	43 514
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,35 % à 3,60 %, amortis	2027	Aucune	39 807	42 792
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amorti	2030	Aucune	97 723	101 780
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amorti	2030	2016	28 803	30 021
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amorti	2031	2016	45 417	47 323
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amorti	2035	2025	102 818	105 031
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amorti	2041	2016	19 591	19 853
			827 298	530 914

# NOTES ANNEXES

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

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 les taux d'intérêt, excluant la marge applicable.

## 7. CHARGES OPÉRATIONNELLES

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
		(montants retraités)
Salaires	2 851	2 665
Assurances	2 119	1 768
Exploitation et entretien	16 367	13 209
Impôts fonciers et redevances	12 610	11 208
	33 947	28 850

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

## 8. CHARGES FINANCIÈRES

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
		(montants retraités)
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	59 823	55 971
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	1 892	3 362
Amortissement des frais de financement	902	729
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	1 955	1 526
Charge de désactualisation des autres passifs	546	450
Autres	40	—
	65 158	62 038

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
		(montants retraités)
Coûts de transaction	609	2 766
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	3 259	14 127
Perte (profit) de change réalisé(e)	369	(82)
Profit sur les contreparties conditionnelles	(19)	(357)
Autres produits, montant net	(2 832)	(1 118)
Perte de valeur des prêts	—	1 000
Indemnisation d'un entrepreneur	—	(770)
Radiation de frais de développement liés aux projets	222	—
Règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition	(2 000)	—
	(392)	15 566



# NOTES ANNEXES

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

## 10. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

### 10.1 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 de la période 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 2013	31 décembre 2012
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 tableau suivant présente un sommaire de l'information financière relative aux coentreprises significatives de la Société. 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 états de la situation financière

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 738	1 254	73
Autres actifs courants	1 947	1 547	822
Actifs courants	3 685	2 801	895
Actifs non courants	75 864	79 679	83 244
Fournisseurs et autres créditeurs	133	155	66
Autres passifs courants	47 839	2 227	3 512
Passifs courants	47 972	2 382	3 578
Passifs non courants	1 852	53 225	53 394
Capitaux propres	29 725	26 873	27 167

# NOTES ANNEXES

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

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
Produits	12 073	8 581
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	746	835
	11 327	7 746
Charges financières	2 501	2 536
Autres produits, montant net	(34)	(20)
Amortissements	4 024	4 025
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(4 694)	(448)
Bénéfice net et résultat global	9 530	1 653

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 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012
Actif net de la coentreprise	29 725	26 873	27 167
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	49 %	49 %	49 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	14 565	13 167	13 311

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

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 25 ans à compter de juillet 2009. 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. Il est prévu que le prêt de 46 665 \$ échéant en juillet 2014, et présenté dans les autres passifs courants, sera refinancé.

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 2013, un montant de 470 \$ a été utilisé pour garantir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par la totalité des actifs d'Umbata Falls, L.P., d'une valeur comptable d'environ 79 500 \$.

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

### Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 787	3 875	762
Autres actifs courants	7 434	916	59
Actifs courants	9 221	4 791	821
Actifs non courants	63 940	7 274	1 603
Fournisseurs et autres créditeurs	183	17	48
Autres passifs courants	8 017	183	—
Passifs courants	8 200	200	48
Passifs non courants	44 813	328	—
Capitaux propres	20 148	11 537	2 376

# NOTES ANNEXES

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

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
Produits	1 295	—
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	131	9
	1 164	(9)
Charges financières	231	—
Autres produits, montant net	(3 720)	(59)
Amortissements	369	—
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés	1 517	(663)
Bénéfice net et résultat global	2 767	713

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 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012
Actif net de la coentreprise	20 148	11 537	2 376
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	50 %	50 %	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	10 074	5 768	1 188

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

Le 7 août 2013, Viger-Denonville, s.e.c. a conclu un financement de projet sans recours de 61 700 \$ pour un emprunt de construction et un emprunt à terme. Après le début de l'exploitation commerciale du projet, il sera converti en un emprunt à terme de 18 ans. Au 31 décembre 2013, l'emprunt à terme porte intérêt à un taux variable équivalent aux taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un total de 3,82 %. Viger-Denonville, s.e.c. a aussi conclu un emprunt à court terme de 5 490 \$ portant intérêt à un taux variable selon le taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un total de 3,22 % au 31 décembre 2013, visant à financer la construction du système de sous-station et de réseau collecteur, pour lequel elle sera en droit d'exiger un remboursement d'Hydro-Québec en 2014. Les prêteurs ont également accepté de consentir une lettre de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 984 \$. Au 31 décembre 2013, un montant de 984 \$ a été utilisé pour garantir une lettre de crédit. Ces emprunts sont garantis par la totalité des actifs de Viger-Denonville, s.e.c., d'une valeur comptable d'environ 73 200 \$.

Parallèlement à la conclusion du financement, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé les contrats à terme sur obligations qui étaient utilisés pour couvrir le taux d'intérêt applicable à la dette et ainsi protéger le rendement attendu du projet, ce qui a permis de réaliser un profit sur instruments financiers dérivés de 2 226 \$ et de contrebalancer en partie la hausse du taux d'intérêt applicable à la dette liée au projet. Viger-Denonville, s.e.c. a conclu un swap de taux d'intérêt de 58 520 \$, qui viendra à échéance en 2031 et qui porte intérêt à un taux de 3,40 %.

# NOTES ANNEXES

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

## 10.2 Engagements des coentreprises

Au 31 décembre 2013, les 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
2014	23 760	4 813	28 573
2015	613	2 200	2 813
2016	396	2 191	2 587
2017	232	2 135	2 367
2018	108	2 106	2 214
Par la suite	122	28 660	28 782
Total	25 231	42 105	67 336

### Umbata Falls, LP

Vingt-cinq ans après le début de son exploitation, la société en commandite sera dissoute. 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, LP

Le Parc éolien communautaire Viger-Denonville LP 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 et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

## 11. RÉMUNÉRATION DES PRINCIPAUX MEMBRES DE LA DIRECTION

Le tableau suivant présente les charges comptabilisées par la Société à l'égard des principaux membres de la direction. Les membres du conseil d'administration ainsi que le président et tous les vice-présidents font partie de ce groupe.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
Salaires et avantages à court terme	3 940	3 936
Jetons de présence des membres du conseil d'administration	566	578
Indemnités de fin de contrat de travail	39	227
Régime d'attribution d'actions liées au rendement	678	767
Paiement fondé sur des actions	295	298
	5 518	5 806

# NOTES ANNEXES

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

## 12. 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	
	2013	2012
		(montants retraités)
Charges opérationnelles	2 851	2 665
Frais généraux et administratifs	7 919	5 339
Charges liées aux projets potentiels	1 631	2 147
Coûts de transaction	609	1 059
Incorporées aux immobilisations corporelles	2 769	3 737
Incorporées aux frais de développement liés aux projets	2 552	1 693
	18 331	16 640

## 13. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

### a. Impôt comptabilisé en résultat net

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
<b>Impôt exigible</b>		
Charge d'impôt exigible pour l'exercice considéré	2 639	2 039
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à la charge d'impôt exigible des exercices précédents	(21)	(69)
	2 618	1 970
<b>Impôt différé</b>		
Charge d'impôt différé comptabilisée pour l'exercice considéré	16 003	121
Augmentation des taux d'imposition différés	1 226	—
Augmentation des taux d'imposition différés attribuable à une restructuration interne	—	2 113
Variation des différences temporaires imposables comptabilisées au titre d'une filiale ayant une participation ne donnant pas le contrôle	—	1 999
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	1 014	560
	18 243	4 793
Total de la charge d'impôt comptabilisée pour l'exercice considéré relativement aux activités poursuivies	20 861	6 763

# NOTES ANNEXES

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

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

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Bénéfice avant impôt sur le résultat	66 292	1 380
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,5 %	26,0 %
Charge d'impôt calculée selon le taux d'imposition prévu par la loi	17 567	359
<b>Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :</b>		
Charges non déductibles	473	780
Comptabilisation des pertes fiscales	(520)	(227)
Bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	—	134
Augmentation des taux d'imposition différés	1 226	—
Augmentation des taux d'imposition différés attribuable à une restructuration interne	—	2 113
Variation des différences temporaires imposables comptabilisées au titre d'une filiale ayant une participation ne donnant pas le contrôle	—	1 999
Augmentation des différences temporaires imposables relativement aux placements dans des filiales et des coentreprises	1 262	577
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	171	94
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	(21)	(69)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	1 014	560
Ajustements liés à des modifications apportées aux lois	(1 260)	—
Charge d'impôt sur la perte attribuée aux participations minoritaires dans des entités non imposables	943	408
Autres	6	35
Impôt comptabilisé en résultat relativement aux activités poursuivies	20 861	6 763

Le taux d'imposition pour 2013 et 2012 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. Le taux d'imposition de la Colombie-Britannique a augmenté le 1<sup>er</sup> avril 2013, passant de 10 % à 11 %.

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

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
<b>Impôt différé</b>		
Sur le bénéfice et les charges comptabilisés dans les autres éléments du résultat global :		
Conversion de filiales étrangères autonomes	46	(12)
Tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture de placements dans des filiales étrangères autonomes	(45)	13
Total de l'impôt comptabilisé directement dans les autres éléments du résultat global	1	1

# NOTES ANNEXES

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

## c. Impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
<b>Impôt différé</b>		
Sur les opérations avec les propriétaires :		
Frais d'émission d'actions déductibles sur cinq ans	—	(2 864)
Total de l'impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres	—	(2 864)

## d. Actifs et passifs d'impôt exigible

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
<b>Actifs d'impôt exigible</b>		
Avantages liés aux pertes fiscales à reporter en arrière afin de recouvrer l'impôt payé au cours de périodes antérieures	—	440
Remboursement d'impôt à recevoir	80	3
	80	443
<b>Passifs d'impôt exigible</b>		
Impôt à payer	2 216	1 541

## 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 2013	31 décembre 2012
Actifs d'impôt différé	1 804	5 846
Passifs d'impôt différé	(163 689)	(139 265)
	(161 885)	(133 419)

# NOTES ANNEXES

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

	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2013	Comptabilisé en résultat net	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Acquisitions/ cessions	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2013
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Immobilisations corporelles	(67 345)	(13 041)	—	(5 729)	—	75	(86 040)
Immobilisations incorporelles	(81 738)	(4 035)	—	(7 748)	—	(34)	(93 555)
Frais de développement liés aux projets	(24 529)	11 813	—	—	—	—	(12 716)
Placement dans des filiales et dans des coentreprises	(420)	(206)	(46)	—	—	—	(672)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(513)	(168)	—	—	—	—	(681)
Instruments financiers dérivés	26 396	(11 624)	—	—	—	—	14 772
Dette à long terme	(8 554)	358	—	2 521	—	—	(5 675)
Déventures convertibles	(217)	42	—	—	—	—	(175)
Autres passifs	—	13	—	636	—	—	649
Frais de financement	3 085	(1 887)	—	—	—	—	1 198
	(153 835)	(18 735)	(46)	(10 320)	—	41	(182 895)
Pertes fiscales et impôts minimaux	20 416	492	45	—	—	57	21 010
	(133 419)	(18 243)	(1)	(10 320)	—	98	(161 885)

Au 31 décembre 2013, la Société, ses filiales et ses coentreprises avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 82 000 \$ qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable futur. Ces pertes autres qu'en capital viennent à échéance graduellement entre 2027 et 2033.

La Société a comptabilisé des actifs d'impôt différé sur des pertes autres qu'en capital, car il est probable que le bénéfice imposable pourra être utilisé pour réduire les différences temporaires déductibles.



# NOTES ANNEXES

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

	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	Comptabilisé en résultat net	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Acquisitions/ cessions	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2012
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Immobilisations corporelles	(62 441)	2 399	—	(7 275)	—	(28)	(67 345)
Immobilisations incorporelles	(75 290)	1 738	—	(8 201)	—	15	(81 738)
Frais de développement liés aux projets	(8 589)	(15 940)	—	—	—	—	(24 529)
Placement dans des filiales et dans des coentreprises	(2 910)	2 478	12	—	—	—	(420)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(399)	(114)	—	—	—	—	(513)
Instruments financiers dérivés	24 875	1 521	—	—	—	—	26 396
Dette à long terme	(8 425)	(129)	—	—	—	—	(8 554)
Débitures convertibles	(262)	45	—	—	—	—	(217)
Frais de financement	4 109	(3 888)	—	—	2 864	—	3 085
	(129 332)	(11 890)	12	(15 476)	2 864	(13)	(153 835)
Pertes fiscales et impôts minimaux	13 363	7 097	(13)	—	—	(31)	20 416
	(115 969)	(4 793)	(1)	(15 476)	2 864	(44)	(133 419)

# 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 2013	31 décembre 2012
Pertes fiscales – de type produits	8 079	4 284
Pertes fiscales – de type capital	569	569
Coûts de transaction	2 842	3 095
	11 490	7 948

Les pertes fiscales – de type produits – non comptabilisées viendront à échéance graduellement entre 2029 et 2031.

## 14. CALCUL DU BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

Le bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère est ajusté en fonction des dividendes sur les actions privilégiées de la façon suivante :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	48 170	1 405
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(7 391)	(4 250)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	40 779	(2 845)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	94 694	86 557
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	0,43	(0,03)
<hr/>		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	94 694	86 557
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) (a)	86	151
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	94 780	86 708
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$) (b)	0,43	(0,03)

- a. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, 2 013 420 des 3 073 684 options sur actions (1 263 000 des 2 736 684 options sur actions au 31 décembre 2012) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles (7 558 684 actions au 31 décembre 2012) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, car leur prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires.
- b. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, 1 473 684 options sur actions 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)

## 15. LIQUIDITÉS ET PLACEMENTS À COURT TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
Comptes de liquidités soumises à restrictions	19 975	7 676
Comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions	23 115	73 539
Comptes de paiement affecté aux emprunts	6 655	6 596
	49 745	87 811

Dans le cadre des conventions de crédit de Kwoiek Creek L.P. et de Northwest Stave, 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 produits soumis à restrictions géré par les prêteurs de Kwoiek Creek et de Northwest Stave, et les sommes sont transférées périodiquement dans les liquidités soumises à restrictions afin de financer la construction du projet Kwoiek Creek et du projet Northwest Stave. Par ailleurs, les liquidités soumises à restrictions sont utilisées pour payer les coûts des travaux de construction exigibles du projet Kwoiek Creek et du projet Northwest Stave, et pour maintenir les montants liés aux retenues de garantie au titre de la construction qui seront libérés à la fin des travaux de construction du projet.

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 affecté aux emprunts. Au titre des comptes de paiement affecté aux emprunts, 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.

## 16. DÉBITEURS

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
Créances clients	14 787	(montants retraités) 18 458
Taxes à la consommation	1 595	10 243
Crédits d'impôt à l'investissement	1 898	1 487
Paiement à recevoir au titre des immobilisations corporelles	—	15 257
Autres	1 519	4 617
	19 799	50 062

La quasi-totalité des créances clients de la Société proviennent 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 AA-, 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. Une tranche du montant à recevoir au titre des immobilisations corporelles devait également être payée par Hydro-Québec et était liée au parc éolien Gros Morne.

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

	31 décembre 2013		
	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 <sup>er</sup> janvier 2013 (montants retraités)	45 291	2 325	47 616
Réserves acquises dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 5.1)	—	422	422
(Prélèvements) investissements dans les réserves, montant net	(1 362)	835	(527)
Incidence des variations du taux de change	43	8	51
Réserves à la fin de l'exercice	43 972	3 590	47 562
Moins :			
Tranche à court terme	(1 771)	—	(1 771)
Tranche à long terme	42 201	3 590	45 791

	31 décembre 2012		
	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	38 357	2 882	41 239
Investissements (prélèvements) dans les réserves, montant net	6 948	(557)	6 391
Incidence des variations du taux de change	(14)	—	(14)
Réserves à la fin de l'exercice	45 291	2 325	47 616
Moins :			
Tranche à court terme	(1 816)	—	(1 816)
Tranche à long terme	43 475	2 325	45 800

Au cours de l'exercice, les sommes détenues dans le compte de réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne ont généré des revenus de placement de 395 \$ (276 \$ en 2012).

Au cours de l'exercice, les sommes détenues dans le compte de réserve pour travaux d'entretien majeurs ont généré des revenus de placement de 27 \$ (21 \$ en 2012).

Placements des comptes de réserve	Échéance	Valeur de marché	Valeur comptable nette
Titres garantis par le gouvernement	2014	664	664
Placements à court terme	2014	16 005	16 005
Trésorerie et équivalents de trésorerie		30 893	30 893
		47 562	47 562

La valeur de marché des titres garantis par le gouvernement est établie par référence directe à des prix publiés sur le marché actif. 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 42 797 \$ (41 408 \$ en 2012) 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	Autres équipements	Total
<b>Coût</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2013 (montants retraités)	2 105	920 368	370 819	124 133	140 901	6 127	1 564 453
Ajouts	30	6 945	1 213	100	87 926	1 453	97 667
Acquisitions d'entreprises (note 5)	—	59 606	—	—	—	122	59 728
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	75 177	—	—	(75 177)	—	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	—	47 565	32	47 597
Cessions	—	—	(99)	—	—	(240)	(339)
Autres variations	—	605	(1 204)	(28)	527	(29)	(129)
Écarts de change, montant net	6	364	—	—	—	8	378
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>2 141</b>	<b>1 063 065</b>	<b>370 729</b>	<b>124 205</b>	<b>201 742</b>	<b>7 473</b>	<b>1 769 355</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2013 (montants retraités)	—	(83 609)	(47 255)	(3 965)	—	(2 512)	(137 341)
Amortissement	—	(23 815)	(17 517)	(5 950)	—	(1 392)	(48 674)
Cessions	—	—	—	—	—	156	156
Autres variations	—	2	—	—	—	29	31
Écarts de change, montant net	—	(107)	—	—	—	(3)	(110)
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>—</b>	<b>(107 529)</b>	<b>(64 772)</b>	<b>(9 915)</b>	<b>—</b>	<b>(3 722)</b>	<b>(185 938)</b>
<b>Valeur nette au 31 décembre 2013</b>	<b>2 141</b>	<b>955 536</b>	<b>305 957</b>	<b>114 290</b>	<b>201 742</b>	<b>3 751</b>	<b>1 583 417</b>

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

Les ajouts au cours de l'exercice considéré comprennent des frais de financement incorporés dans le coût de l'actif de 13 359 \$ (5 104 \$ en 2012), engagés avant l'utilisation prévue des immobilisations.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement incorporés dans le coût de l'actif de l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés à la facilité à terme de crédit rotatif sont incorporés dans le coût de l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée.

Le coût des installations a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 1 161 \$ (472 \$ au 31 décembre 2012).

# 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	Autres équipements	Total
							(montants retraités)
<b>Coût</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	1 887	855 830	303 101	—	161 239	4 577	1 326 634
Ajouts	—	604	2 709	129	167 678	1 771	172 891
Acquisitions d'entreprises (note 5)	220	64 112	—	—	—	59	64 391
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	64 036	123 980	(188 016)	—	—
Cessions	—	(63)	—	—	—	(277)	(340)
Autres variations	—	—	973	24	—	—	997
Écarts de change, montant net	(2)	(115)	—	—	—	(3)	(120)
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>2 105</b>	<b>920 368</b>	<b>370 819</b>	<b>124 133</b>	<b>140 901</b>	<b>6 127</b>	<b>1 564 453</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	—	(61 551)	(31 918)	—	—	(1 455)	(94 924)
Amortissement	—	(22 094)	(15 337)	(3 965)	—	(1 206)	(42 602)
Cessions	—	8	—	—	—	149	157
Écarts de change, montant net	—	28	—	—	—	—	28
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>—</b>	<b>(83 609)</b>	<b>(47 255)</b>	<b>(3 965)</b>	<b>—</b>	<b>(2 512)</b>	<b>(137 341)</b>
<b>Valeur nette au 31 décembre 2012</b>	<b>2 105</b>	<b>836 759</b>	<b>323 564</b>	<b>120 168</b>	<b>140 901</b>	<b>3 615</b>	<b>1 427 112</b>

# NOTES ANNEXES

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

## 19. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
<b>Coût</b>					
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2013 (montants retraités)	426 334	81 582	9 538	7 195	524 649
Ajouts	—	—	—	—	—
Acquisitions d'entreprises (note 5)	45 145	—	—	—	45 145
Transfert d'actifs lors de la mise en service	7 000	—	—	(7 000)	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	12 111	12 111
Autres variations	5	—	—	(191)	(186)
Écarts de change, montant net	135	—	—	—	135
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>478 619</b>	<b>81 582</b>	<b>9 538</b>	<b>12 115</b>	<b>581 854</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>					
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2013 (montants retraités)	(74 924)	(20 003)	(298)	—	(95 225)
Amortissement	(15 552)	(4 457)	(477)	—	(20 486)
Autres variations	(5)	—	—	—	(5)
Écarts de change, montant net	(45)	—	—	—	(45)
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>(90 526)</b>	<b>(24 460)</b>	<b>(775)</b>	<b>—</b>	<b>(115 761)</b>
<b>Valeur nette au 31 décembre 2013</b>	<b>388 093</b>	<b>57 122</b>	<b>8 763</b>	<b>12 115</b>	<b>466 093</b>

	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
					(montants retraités)
<b>Coût</b>					
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	406 904	80 144	—	16 538	503 586
Ajouts	6 038	1 438	—	195	7 671
Acquisitions d'entreprises (note 5)	13 436	—	—	—	13 436
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	9 538	(9 538)	—
Écarts de change, montant net	(44)	—	—	—	(44)
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>426 334</b>	<b>81 582</b>	<b>9 538</b>	<b>7 195</b>	<b>524 649</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>					
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2012	(58 994)	(15 080)	—	—	(74 074)
Amortissement	(15 942)	(4 923)	(298)	—	(21 163)
Écarts de change, montant net	12	—	—	—	12
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>(74 924)</b>	<b>(20 003)</b>	<b>(298)</b>	<b>—</b>	<b>(95 225)</b>
<b>Valeur nette au 31 décembre 2012</b>	<b>351 410</b>	<b>61 579</b>	<b>9 240</b>	<b>7 195</b>	<b>429 424</b>

# NOTES ANNEXES

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

## 20. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT LIÉS AUX PROJETS

	31 décembre 2013	31 décembre 2012 (montants retraités)
<b>Coût</b>		
Solde au début de l'exercice	103 529	97 241
Ajouts	38 044	6 288
Transfert aux immobilisations corporelles	(47 597)	—
Transfert aux immobilisations incorporelles	(12 111)	—
Radiation de frais de développement liés aux projets	(222)	—
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>81 643</b>	<b>103 529</b>

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012, la Société a effectué un test de dépréciation annuel à l'égard des frais de développement liés aux projets. Selon le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a dû être inscrite.

Le montant recouvrable des frais de développement liés aux 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 comparatifs approuvés par la direction couvrant une période allant de 40 à 75 ans, ainsi qu'un taux d'actualisation avant impôt de 7,84 % à 9,00 % (9,92 % en 2012).

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 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 comparatifs 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 le moment où il le seront.

Les ajouts au cours de l'exercice considéré comprennent des intérêts capitalisés de 622 \$ (304 \$ en 2012).

## 21. GOODWILL

Le tableau suivant présente l'attribution du goodwill à chacune des unités génératrices de trésorerie :

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
St-Paulin	935	935
Portneuf	4 166	4 166
Chaudière	3 168	3 168
<b>Total du goodwill</b>	<b>8 269</b>	<b>8 269</b>

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard du goodwill. Suivant le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a dû être 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 6,84 % (7,78 % en 2012).



# NOTES ANNEXES

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

Les hypothèses utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs vont comme suit :

- 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.
- Une unité génératrice de trésorerie correspond à toute 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 2013	Au 31 décembre 2012
Fournisseurs et autres créditeurs	32 750	(montants retraités) 24 273
Tranche à court terme des retenues de garantie au titre de la construction	7 129	7 642
Intérêts à payer	6 548	6 431
Taxes à la consommation	1 831	2 906
	<u>48 258</u>	<u>41 252</u>

# NOTES ANNEXES

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

## 23. DETTE À LONG TERME

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012 (montants retraités)
<b>Facilité à terme de crédit rotatif a)</b>		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en 2018 (taux de 3,60 %, 3,85 % en 2012)	20	20
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en 2018 (taux de 2,57 %, 3,04 % en 2012)	170 480	189 780
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US, renouvelables jusqu'en 2018 (taux de 1,54 %, 2,10 % en 2012)	14 784	13 829
<b>Emprunts à terme</b>		
Fitzsimmons Creek, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2016 (taux de 2,37 %, 2,37 % en 2012) b)	21 791	22 133
Hydro-Windsor, emprunt à terme, taux fixe de 8,25 %, échéant en 2016 c)	3 186	4 145
Montagne-Sèche, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2016 (taux de 3,72 %, 3,73 % en 2012) d)	28 803	30 021
Magpie, crédit-relais, taux fixe de 2,33 %, échéant en 2017 e)	1 156	—
Magpie, débenture, taux fixe de 5,30 %, échéant en 2017 e)	1 399	—
Rutherford Creek, emprunt à terme, taux fixe de 6,88 %, échéant en 2024 f)	45 757	48 634
Ashlu Creek, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2025 (taux de 2,81 %, 2,66 % en 2012) g)	98 822	100 810
Magpie, débenture convertible, taux fixe de 6,16 %, convertible en 2025 e)	5 497	—
L'Anse-à-Valleau, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2026 (taux de 2,32 %, 2,33 % en 2012) h)	41 188	43 515
Carleton, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2027 (taux de 3,28 %, 2,72 % en 2012) i)	51 712	43 412
Stardale, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2030 (taux de 3,47 %, 3,48 % en 2012) j)	106 220	110 630
Magpie, emprunt à terme, taux fixe de 4,37 %, échéant en 2031 e)	56 566	—
Kwoiek Creek, taux fixe de 14 % k)	3 662	150
Kwoiek Creek, prêt pour la construction, taux fixe de 5,08 % k)	168 500	168 500
Northwest Stave River, prêt pour la construction, taux fixe de 5,30 % l)	71 972	—
Autres emprunts dont les échéances et les taux d'intérêt diffèrent	116	222
<b>Obligations</b>		
Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à rendement réel échéant en 2049 (taux de 3,97 %, même taux en 2012) m), p)	223 049	225 137
Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à taux fixe de 6,61% échéant en 2049 n), p)	211 681	213 738
Centrales en exploitation de Harrison, obligation subordonnée à rendement réel échéant en 2049 (taux de 5,04%, même taux en 2012) o), p)	27 031	26 760
	1 353 392	1 241 436
<b>Frais de financement différés</b>	(13 025)	(10 728)
	1 340 367	1 230 708
Tranche à court terme de la dette à long terme (déduction faite des frais de financement différés de néant, 33 \$ en 2012)	(26 649)	(63 926)
<b>Tranche à long terme</b>	1 313 718	1 166 782

# NOTES ANNEXES

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

---

## a) Facilité à terme de crédit rotatif

Le 17 juin 2013, la Société a prolongé sa facilité à terme de crédit rotatif de 425 000 \$ d'une nouvelle durée de cinq ans venant à échéance en 2018. Toutes les modalités du prêt demeurent inchangées et ses conditions d'utilisation sont plus souples.

Au 31 décembre 2013, une avance au taux LIBOR de 14 784 \$ (13 900 \$ US), des avances au taux des acceptations bancaires et des avances au taux préférentiel totalisant 170 500 \$ ont été consenties en vertu de cette facilité. Un montant de 30 349 \$ a été utilisé pour garantir des lettres de crédit. Par conséquent, la tranche inutilisée et disponible de la facilité s'élève à 209 367 \$. La valeur comptable des actifs de la Société et des filiales qui ont été donnés en garantie en vertu de cette facilité totalise environ 694 500 \$.

## b) Fitzsimmons Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 30 ans à compter de décembre 2011. 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 278 \$ pour 2014.

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 2013, un montant de 150 \$ a été utilisé pour garantir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par la totalité des actifs de Fitzsimmons Creek Hydro, Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 25 600 \$.

## 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 2014 s'établissent à 960 \$. Cet emprunt est garanti par les actifs d'Hydro-Windsor, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 11 200 \$.

## d) Montagne-Sèche

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de quatre ans, amorti sur une période de 18,5 ans à compter de mars 2012. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1 318 \$ pour 2014.

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 2013, un montant de 445 \$ a été utilisé pour garantir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex Montagne-Sèche, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 40 600 \$.

## e) Magpie

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris un emprunt à terme de 49 251 \$ portant intérêt à un taux de 6,36 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 379 \$ et arrivant à échéance le 1<sup>er</sup> décembre 2031, ainsi qu'un crédit-relais de 1 188 \$ portant intérêt à 6,06 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 27 \$ et arrivant à échéance le 1<sup>er</sup> août 2017. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 57 420 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 4,37 %; quant au crédit-relais, il a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 1 281 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 2,33 %.

Ces emprunts sont remboursables en versements mensuels. Les remboursements de capital relatifs à l'emprunt à terme varient et s'établissent à 1 495 \$ pour 2014; les remboursements de capital relatifs au crédit-relais s'établissent à 271 \$ pour 2014. Les prêts sont garantis par les actifs de Société en commandite Magpie, d'une valeur comptable d'environ 106 900 \$.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris une débenture de 2 000 \$ ne portant pas intérêt, remboursable au moyen de versements annuels de 400 \$ et arrivant à échéance le 31 décembre 2017. La débenture a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 1 778 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 5,30 %.

# NOTES ANNEXES

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

---

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris une débenture convertible de 3 000 \$ portant intérêt à un taux de 15,50 % et arrivant à échéance en 2025. La débenture convertible a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 5 545 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 6,16 %. La débenture convertible donne le droit à la municipalité de détenir une participation de 30 % dans la centrale à la suite de la conversion de la débenture qui aura lieu au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2025. La conversion anticipée est laissée à la discrétion de la Société.

## **f) 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 12 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 s'établissent à 3 081 \$ pour 2014. L'emprunt est garanti par les actifs de Rutherford Creek Power Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 86 500 \$.

## **g) 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 2 355 \$ pour 2014.

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 2013, un montant de 1 595 \$ a été utilisé pour garantir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de l'installation hydroélectrique d'Ashlu Creek, d'une valeur comptable d'environ 172 200 \$.

## **h) 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 2 472 \$ pour 2014.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit de 1 200 \$ afin de garantir des lettres de crédit. Au 31 décembre 2013, un montant de 423 \$ a été utilisé pour garantir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex AAV, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 67 100 \$.

## **i) Carleton**

Le 26 juin 2013, la Société a obtenu un emprunt à terme sans recours de 52 800 \$ afin de refinancer la tranche de sa participation dans le parc éolien Carleton. L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 14 ans, amorti sur une période de 14 ans à compter du 26 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 2 650 \$ pour 2014.

Cette dette est garantie par la totalité des actifs d'Innergex CAR, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 85 700 \$.

## **j) 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 à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 4 578 \$ pour 2014. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable.

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 2013, un montant de 5 600 \$ a été utilisé pour garantir deux lettres de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de Stardale L.P., d'une valeur comptable d'environ 128 000 \$.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **k) Kwoiek Creek**

Le partenaire de la Société dans le projet Kwoiek Creek a consenti un prêt à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership. Selon les ententes liées au projet, chaque partenaire peut participer au financement du projet. Les prêts portent intérêt à un taux de 14 %. Le prêt mis à la disposition de Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership par le partenaire s'élève à 3 662 \$. Le prêt que la Société a consenti à Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership, et qui a été éliminé lors du processus de consolidation des états financiers, s'élève à 55 471 \$ au 31 décembre 2013.

Le 17 juillet 2012, Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership a conclu un financement de projet sans recours pour un prêt de construction et un emprunt à terme de 168 500 \$ visant le projet Kwoiek Creek. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe de 5,08 %; il sera converti en un emprunt à terme d'une durée de 39 ans après le début de l'exploitation commerciale du projet et il sera amorti sur une période de 36 ans trois ans plus tard. Cet emprunt est garanti par les actifs de Kwoiek Creek Resources, L.P., d'une valeur comptable d'environ 190 900 \$.

## **l) Northwest Stave River**

Le 23 mai 2013, la Société a conclu un financement de projet sans recours de 71 972 \$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet hydroélectrique Northwest Stave River. Le prêt de construction porte intérêt à un taux fixe de 5,30 %; il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans lors de la mise en service du projet et il sera amorti sur une période de 35 ans à compter de la sixième année. L'emprunt est garanti par les actifs de Northwest Stave River L.P., d'une valeur comptable d'environ 93 900 \$.

## **m) 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 le 1<sup>er</sup> juin 2049. Les paiements semestriels se chiffraient à 5 790 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (6 382 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2013). Le 1<sup>er</sup> décembre 2031, les paiements diminueront à 4 481 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2014, les remboursements de capital s'établissent à 5 244 \$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

## **n) 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 le 1<sup>er</sup> septembre 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 8 072 \$. Le 1<sup>er</sup> septembre 2031, les paiements diminueront à 6 724 \$ jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2014, les remboursements de capital s'établissent à 2 937 \$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

## **o) 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 le 1<sup>er</sup> septembre 2049. Les paiements trimestriels d'intérêts se chiffraient à 291 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (321 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2013). Le 1<sup>er</sup> 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 le 1<sup>er</sup> 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)

## p) 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 674 000 \$.

	Obligation prioritaire à rendement réel	Obligation prioritaire à taux fixe	Obligation subordonnée à rendement réel	Total
Solde au 31 décembre 2012	225 137	213 738	26 760	465 635
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	1 698	—	194	1 892
Remboursement du principal	(5 097)	(2 780)	—	(7 877)
Amortissement de la réévaluation	1 311	722	77	2 110
Solde au 31 décembre 2013	223 049	211 680	27 031	461 760

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	Amortissement de la réévaluation	Dettes à long terme
2014	28 061	(1 412)	26 649
2015	29 971	(1 469)	28 502
2016	74 769	(1 533)	73 236
2017	31 433	(1 575)	29 858
2018	218 427	(1 540)	216 887
Par la suite	1 023 081	(44 821)	978 260
	1 405 742	(52 350)	1 353 392

## 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 corporelles relatives aux installations de la Société.

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles	Total
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2013</b>	2 775	6 095	8 870
Passif repris dans le cadre de l'acquisition d'une entreprise (note 5.1)	2 428	—	2 428
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	280	266	546
Profit sur les contreparties conditionnelles	(19)	—	(19)
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	(896)	(896)
<b>Au 31 décembre 2013</b>	5 464	5 465	10 929
Tranche à court terme des autres passifs	(362)	—	(362)
Tranche à long terme des autres passifs	5 102	5 465	10 567

# 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'immobilisations corporelles	Total
			(montants retraités)
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2012</b>	3 887	3 858	7 745
Passif recouvré	(357)	—	(357)
Contreparties conditionnelles versées	(983)	—	(983)
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	228	222	450
Nouvelles obligations	—	1 018	1 018
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	997	997
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>2 775</b>	<b>6 095</b>	<b>8 870</b>

## a) Contreparties conditionnelles

Une acquisition 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 ne peut être supérieur à la valeur actualisée de 35 000 \$ à la date d'acquisition.

Dans le cadre d'une autre acquisition, la Société a accepté de verser une contrepartie conditionnelle basée sur les événements futurs, pour une période de trois ans à compter du 20 avril 2011. Cette contrepartie conditionnelle prévoit le partage de la valeur éventuelle créée si le projet obtient un rendement supérieur aux attentes de la Société et qu'il donne lieu à une augmentation de valeur pour la Société, déduction faite des paiements au titre de la contrepartie. Aucun montant maximal ne s'applique au partage potentiel.

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
	<b>15 591</b>

Au 31 décembre 2013, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 4,81 % à 5,30 % (4,11 % à 4,62 % en 2012) pour déterminer les obligations.

# NOTES ANNEXES

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

## 25. DÉBENTURES CONVERTIBLES

Les débentures convertibles portent intérêt au taux annuel de 5,75 % et viendront à échéance le 30 avril 2017. L'intérêt est payable semestriellement le 30 avril et le 31 octobre de chaque année. Chaque débenture convertible est 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 est 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. Les porteurs qui convertissent leurs débentures convertibles recevront l'intérêt couru et impayé sur celles-ci pour la période allant de la dernière date de paiement de l'intérêt sur leurs débentures convertibles à la date de conversion.

Depuis le 30 avril 2013, mais avant le 30 avril 2015, la Société peut racheter les débentures convertibles. Un tel rachat ne sera effectué que si le cours des actions ordinaires en vigueur à la Bourse de Toronto n'est pas inférieur à 125 % du prix de conversion. À compter du 30 avril 2015, mais avant le 30 avril 2017, les débentures convertibles pourront être rachetées, au gré de la Société, à un prix égal à leur montant en capital. Sous réserve de l'approbation réglementaire requise, la Société peut à son gré décider de remplir son obligation de payer le capital des débentures convertibles au rachat ou à l'échéance, en totalité ou en partie, au moyen de l'émission sur préavis d'un certain nombre d'actions ordinaires librement négociables. Ce nombre est obtenu en divisant le capital des débentures convertibles par 95 % du cours en vigueur. Les intérêts courus et à payer, s'il y a lieu, seront versés au comptant.

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

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.

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Composante passif des débentures convertibles, au taux fixe de 5,75 % (taux effectif de 6,09 %), venant à échéance le 30 avril 2017, d'une valeur nominale de 80 500 \$	79 831	79 655
Composante capitaux propres des débentures convertibles	1 340	1 340

## 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 ajustable et à dividende cumulatif de série A (les « actions privilégiées de série A ») et jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les « actions privilégiées de série B »). Le 11 décembre 2012, le capital autorisé a été modifié afin d'inclure jusqu'à 2 000 000 d'actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif 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.

### b) Réduction du compte de capital déclaré à l'égard des actions ordinaires

Les 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 le 14 mai 2013. Cela a donné lieu à une diminution de 128 201 \$ du compte de capital des actionnaires et à une augmentation de 128 201 \$ du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.



# NOTES ANNEXES

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

---

## 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 \$. Pour la période initiale de cinq ans se clôturant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date (la « période à taux fixe initiale »), 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 le 15<sup>e</sup> jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,25 \$ 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 \$.

La Société ne pourra racheter les actions privilégiées de série A et les actions privilégiées de série B avant le 15 janvier 2016.

### **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.

# NOTES ANNEXES

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

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'acquiescer 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.

Le 5 septembre 2012, 57 904 options sur actions ont été exercées, pour un montant de 507 \$. À la suite de cette transaction, un montant de 148 \$ au titre des paiements fondés sur des actions en capitaux propres a été reclassé dans le capital attribuable aux actions ordinaires.

	31 décembre 2013		31 décembre 2012	
	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
En cours au début de l'exercice	2 736	10,08	2 677	9,97
Attribuées au cours de l'exercice	397	9,13	417	10,70
Exercées au cours de l'exercice	—	—	(58)	8,75
Annulées au cours de l'exercice	(60)	10,15	(300)	10,25
En cours à la fin de l'exercice	3 073	9,95	2 736	10,08
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	1 728	10,22	1 314	10,37

Les options suivantes étaient en cours et pouvaient être exercées au 31 décembre 2013 :

Année 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	385	2018
2012	397	10,70	99	2019
2010	663	8,75	398	2020
2013	397	9,13	—	2020
	3 073		1 728	

# NOTES ANNEXES

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

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 :

	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Taux d'intérêt sans risque	De 1,36 % à 2,74 %	De 1,36 % à 2,74 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,58 \$	0,58 \$
Durée prévue des options	De 4,67 ans à 6 ans	De 4,67 ans à 6 ans
Volatilité attendue	De 18 % à 35 %	De 19 % à 35 %

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 »)

Le 31 août 2012, la Société a mis en place un RRD à l'intention de ses actionnaires, dont le premier versement de dividendes a été effectué le 15 octobre 2012. 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.

## 27. DIVIDENDES

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013					
Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par action privilégiée de série C (\$) <sup>1</sup>	
31/12/2012	15/01/2013	0,1450	0,3125	—	
28/03/2013	15/04/2013	0,1450	0,3125	0,492300	
28/06/2013	15/07/2013	0,1450	0,3125	0,359375	
30/09/2013	15/10/2013	0,1450	0,3125	0,359375	
		0,5800	1,2500	1,211050	

1. Le versement initial de dividendes a été plus élevé afin de tenir compte des dividendes accumulés depuis la date de clôture du placement d'actions privilégiées de série C, soit le 11 décembre 2012. Le montant des dividendes normalement versé chaque trimestre est de 0,359375 \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012					
Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par action privilégiée de série C (\$)	
30/12/2011	16/01/2012	0,1450	0,3125	—	
30/03/2012	16/04/2012	0,1450	0,3125	—	
29/06/2012	16/07/2012	0,1450	0,3125	—	
28/09/2012	15/10/2012	0,1450	0,3125	—	
		0,5800	1,2500	—	

# 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 opérationnel

	31 décembre 2013	31 décembre 2012 (montants retraités)
Débiteurs et actifs d'impôt exigible	31 951	2 682
Charges payées d'avance et autres	(318)	(1 495)
Fournisseurs, autres créditeurs et passifs d'impôt	(1 350)	(586)
	30 283	601

### b) Renseignements supplémentaires

	31 décembre 2013	31 décembre 2012 (montants retraités)
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 13 268 \$ [8 949 \$ en 2012])	73 009	65 011
<i>Transactions hors trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(6 532)	(14 937)
Frais de développement impayés	10 245	785
Immobilisations incorporelles impayées	(27)	27
Frais d'émission des actions privilégiées impayés	(353)	396
Prêts consentis à des parties liées	(23 444)	—
Variation des taux d'actualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(896)	997
Actions ordinaires émises par le biais du RRD	(18 075)	(2 935)

# 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	
			Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	50,01 %	50,01 %
Creek Power Inc. et ses six filiales	Concevoir, construire, posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	66,67 %	66,67 %
Kwoiek Creek Resources L.P. <sup>1</sup>	Construire, 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 %
Innergex GM, S.E.C.	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100,00 %	100,00 %
Société en commandite Magpie <sup>2</sup>	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Québec	99,999 %	— %
Stardale Solar L.P.	Posséder et exploiter une installation solaire	Ontario	100,00 %	100,00 %

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources, L.P.

2. La Municipalité Régionale de Comté de Minganie détient 30 % des droits de vote.

# 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	
		Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
Posséder ou exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	7	5
	Ontario	4	4
	Colombie-Britannique	21	19
	États-Unis	1	1
		33	29
Posséder ou exploiter des parcs éoliens	Québec	10	10
Posséder ou exploiter une installation solaire	Ontario	2	2
Concevoir ou construire des installations hydroélectriques	Colombie-Britannique	12	12
Gestion et autres	Québec	9	6
	Ontario	3	2
	Colombie-Britannique	8	8
	États-Unis	2	2
	Nouvelle-Écosse	2	2
		24	20
		81	73

# 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 détiennent 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		Bénéfice (perte) attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle pour les exercices clos les		Cumul des participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		31 décembre 2013	31 décembre 2012	31 décembre 2013	31 décembre 2012	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales	Colombie-Britannique	49,99 %	49,99 %	(3 450)	(1 469)	87 959	114 853
Creek Power Inc. et ses six filiales	Colombie-Britannique	33,33 %	33,33 %	761	(1 167)	758	(3)
Kwoiek Creek Resources, L.P. <sup>1</sup>	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %	(6)	(4 041)	(7 134)	(7 128)
Autres	Divers	Divers	Divers	(44)	(111)	(154)	(111)
				(2 739)	(6 788)	81 429	107 611

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources, L.P.

# NOTES ANNEXES

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

Le tableau suivant présente un sommaire de l'information financière relative à chaque filiale de la Société détenant des participations significatives ne donnant pas le contrôle. Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

## Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	30 143	69 089
Actifs non courants	662 749	680 279
Passifs courants	13 925	16 588
Passifs non courants	460 511	459 221
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	130 497	158 706
Participations ne donnant pas le contrôle	87 959	114 853

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	47 196	51 943
Charges	(55 397)	(55 860)
Perte nette et résultat global	(8 201)	(3 917)
Perte nette et résultat global attribuables aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(4 751)	(2 448)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 450)	(1 469)
	(8 201)	(3 917)
<b>Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle</b>	23 444	—
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	13 908	19 804
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités de financement	(7 877)	(7 530)
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(9 751)	(461)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(3 720)	11 813



# NOTES ANNEXES

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

## Creek Power Inc. et ses six filiales

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	6 593	1 358
Actifs non courants	67 349	40 010
Passifs courants	13 547	8 987
Passifs non courants	69 534	43 852
Déficit attribuable aux propriétaires	(9 897)	(11 468)
Participation ne donnant pas le contrôle (déficit)	758	(3)

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	2 346	2 340
Charges	(15)	(6 021)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	2 331	(3 681)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	1 570	(2 514)
Participation ne donnant pas le contrôle	761	(1 167)
	2 331	(3 681)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	731	1 739
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	19 485	2 531
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(20 661)	(4 085)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(445)	185

# 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 2013	Au 31 décembre 2012
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	34 019	88 502
Actifs non courants	177 928	113 796
Passifs courants	23 694	17 529
Passifs non courants	202 901	199 424
Déficit attribuable aux propriétaires	(7 514)	(7 527)
Déficit lié à la participation ne donnant pas le contrôle	(7 134)	(7 128)

	Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	7	—
Charges	—	(8 077)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	7	(8 077)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	13	(4 036)
Participation ne donnant pas le contrôle	(6)	(4 041)
	7	(8 077)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités opérationnelles	(4 499)	(14 049)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	3 391	183 317
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(3 012)	(163 108)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(4 120)	6 160

### 29.3 Soutien financier à une entité structurée

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 participation de Kwoiek Creek Resources Inc., l'autre partenaire, peut atteindre un montant maximal de 3 200 \$, plus les intérêts courus, pour un montant total de 3 662 \$ sous forme de dette subordonnée et de parts privilégiées.

La Société a investi un montant total de 46 253 \$ dans Kwoiek Creek Resources L.P., plus les intérêts courus, pour un montant total de 55 471 \$, sous forme de dette subordonnée et de parts privilégiées. Cet investissement fournit à la Société des bénéfices sous forme d'intérêts et de distributions privilégiées.

Les intérêts ou les distributions sur le total de la dette subordonnée et des parts privilégiées seront par la suite 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.

# NOTES ANNEXES

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

## 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 2013	31 décembre 2012
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	38 % à 50 %	38 % à 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

Les centrales en exploitation de Harrison ont distribué un montant de 13 600 \$ en 2013 (46 900 \$ en 2012). Les fonds ont été distribués sous forme de prêts ne portant pas intérêt accordés à la Société et à ses partenaires. Les prêts d'un montant de 6 798 \$ (23 444 \$ en 2012) ont été présentés à titre de prêts consentis à des partenaires à la clôture de l'exercice. Le 1<sup>er</sup> janvier 2014, ces prêts totalisant 6 798 \$ (de même que les prêts d'un montant de 23 444 \$ de juin 2013) ont été remboursés directement à partir de distributions des centrales en exploitation de Harrison, et une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle a été comptabilisée en 2014 sans incidence sur les flux de trésorerie.

Au cours de l'exercice 2013, des prêts ont été consentis au projet Viger-Denonville, jusqu'à ce que le financement relatif à ce projet ait été obtenu ou prélevé. Ces prêts portent intérêt au même taux que celui que la Société a payé à ses prêteurs relativement à la facilité de crédit rotatif, majoré d'une marge. Ces prêts ont été remboursés avant la fin de l'exercice 2013.

## 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 2013, la Société a déterminé que la valeur comptable de ses actifs et passifs financiers courants s'approchait de leur juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments.

Au 31 décembre 2013, 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.

En ce qui concerne les dettes à long terme à taux variable, leur valeur comptable est inférieure d'environ 3 181 \$ à leur juste valeur estimative selon la courbe des taux de swap au 31 décembre 2013, majorée d'une prime de risque variant de 0,01 % à 1,68 %, pour un total variant de 1,25 % à 5,08 %. Pour les dettes à taux fixe, les obligations et les débentures, leur valeur comptable est inférieure d'environ 41 687 \$ à leur juste valeur de marché estimative selon la courbe des taux de swap au 31 décembre 2013, majorée d'une prime de risque variant de 0,22 % à 3,49 %, pour un total variant de 1,50 % à 7,11 %.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **b) Risque de taux d'intérêt**

La Société a conclu des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. La Société a conclu de nouveaux contrats à terme sur obligations d'une valeur nominale de 340 000 \$ qui viendront à échéance en 2014 à un taux moyen pondéré de 3,18 %, afin de gérer les risques relatifs aux projets Upper Lillooet River, Boulder, Tretheway Creek et Big Silver.

Les instruments de couverture du taux d'intérêt et les risques connexes sont décrits en détail à la note 6.

## **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 débiteurs de la Société 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.

Les instruments financiers dérivés et les risques connexes sont décrits en détail à la note 6.

## **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 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 futurs, 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 a un fonds de roulement positif de 19 057 \$ au 31 décembre 2013 (80 919 \$ en 2012). 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 209 367 \$ était disponible au 31 décembre 2013 (200 248 \$ en 2012). En outre, advenant une baisse des produits en raison de la diminution de la production ou de bris d'équipement 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.

# NOTES ANNEXES

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

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 payer aux actionnaires	15 651		
Fournisseurs et autres créditeurs	39 290	8 968	
Passifs d'impôt	1 214	1 002	
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés	3 515	9 400	
Tranche à court terme de la dette à long terme	6 228	20 421	
Tranche à court terme des autres passifs	112	250	
Retenues de garantie au titre de la construction			1 347
Instruments financiers dérivés			27 282
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme			9 855
Dette à long terme			348 482
Autres passifs			2 721
Composante passif des débentures convertibles			79 831
<b>Total</b>	<b>66 010</b>	<b>40 041</b>	<b>469 518</b>

## e) Risque de marché

Le risque de marché est lié aux fluctuations de 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 opérationnelles 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 dépenses 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 16 \$ 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 3.

# 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 10, 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 2014 et 2032, 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 12 mois consécutifs. Toutes les installations de production hydro-électrique, à l'exception de la centrale Magpie, peuvent renouveler leurs contrats d'achat d'électricité pour des périodes identiques.

Le total des produits provenant d'Hydro-Québec pour 2013 s'est élevé à 86 927 \$ (69 560 \$ en 2012), ce qui représente 44 % des produits de la Société (39 % en 2012). 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 2054, 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.

Le total des produits provenant de British Columbia Hydro and Power Authority s'est élevé à 72 338 \$ en 2013 (73 842 \$ en 2012), ce qui représente 36 % des produits de la Société (42 % en 2012). 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 22 256 \$ (15 880 \$ en 2012), ce qui représente 11 % des produits de la Société (9 % en 2012).

#### 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 3 013 \$ en 2013 (3 365 \$ en 2012), ce qui représente 2 % des produits de la Société (2 % en 2012).

### 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 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)*

---

## **Stardale Solar L.P.**

Convention de services

Stardale Solar L.P. a conclu un contrat d'exploitation et d'entretien du parc solaire.

## **Installation d'Ashlu Creek**

Accords conclus avec une Première Nation

Aux termes d'un accord conclu avec Ashlu Creek Investments, Limited Partnership, une Première Nation est en droit de recevoir des redevances établies en fonction des produits tirés du projet Ashlu Creek, depuis le début de l'exploitation. Une Première Nation a également droit à une quote-part différentielle des produits bruts qui dépassent le seuil annuel des produits bruts fixé dans l'accord. Cet accord prévoit également que les actifs du projet Ashlu Creek seront cédés à une Première Nation pour un prix symbolique après 40 années d'exploitation commerciale.

## **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 Big Silver Creek**

Big Silver Creek Power L.P. a conclu des ententes avec diverses parties prenantes en vue de la construction d'une installation de production d'énergie.

## **Installation de Kwoiek Creek**

Contrats visant la construction

Kwoiek Creek Resources, L.P. a conclu divers contrats à l'égard de la construction d'une centrale hydroélectrique.

Accord de redevances

Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership a conclu un accord aux termes duquel elle versera à Kwoiek Creek Resources Inc. une redevance annuelle établie fondée sur un pourcentage des produits bruts, déduction faite des coûts du projet, pour les 20 premières années suivant la date du début de l'exploitation commerciale du projet Kwoiek Creek, ainsi qu'une redevance majorée pendant les 20 années suivantes. Pour les 20 premières années de la phase d'exploitation, la société en commandite ne paiera aucun intérêt sur sa dette subordonnée ni aucune distribution sur les parts privilégiées, qui sont détenues par la Société ou par l'autre commanditaire, sauf si la redevance a été versée.

Dissolution de la société en commandite

Quarante ans après le début des activités, Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership sera dissoute (sauf si elle l'était à une date antérieure). Au moment de la dissolution, les biens et les actifs seront distribués à l'autre commanditaire.

## **Harrison Hydro L.P.**

Accords conclus avec une Première Nation

La participation dans Douglas Creek Project, L.P. et dans Tipella Creek Project, L.P. sera cédée à une Première Nation au soixantième anniversaire de la date de début d'exploitation commerciale sans contrepartie financière.

Harrison Hydro L.P. a conclu un accord avec des Premières Nations aux termes duquel elle doit leurs verser une redevance annuelle fondée sur un pourcentage des produits bruts suivant la date du début de l'exploitation commerciale des installations. Ce pourcentage augmentera tous les 20 ans pendant les 60 ans que durera le projet. Une redevance additionnelle devra être payée si le prix moyen par mégawattheure est supérieur au montant convenu.

# NOTES ANNEXES

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

---

## **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, s'accumulera annuellement et sera versé trimestriellement au cours de l'année suivante. 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 45 757 \$ décrit à la note 23 f).

## **Installation d'Upper Lillooet**

Upper Lillooet River LP a conclu plusieurs contrats pour la construction de la centrale hydroélectrique.

## **Installation de Boulder Creek**

Boulder Creek LP a conclu plusieurs contrats pour la construction de la centrale hydroélectrique.

## **Installation de Glen Miller**

Contrat de location

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.

## **Installation de North West Stave**

Redevances

North West Stave River Hydro LP a conclu une entente en vertu de laquelle elle doit verser à une Première Nation une redevance annuelle fondée sur un pourcentage des produits bruts à compter de la date du début de l'exploitation commerciale du projet North West Stave. Ce pourcentage augmentera tous les 20 ans pendant les 60 premières années. Une redevance additionnelle devra être payée si le prix moyen par mégawattheure est supérieur au montant convenu.

## **Installation de Tretheway**

Tretheway Creek Power L.P. a conclu des ententes avec diverses parties prenantes pour la construction de l'installation de production d'énergie.

## **Centrale Magpie**

La Société en commandite Magpie a plusieurs ententes de redevances établies en fonction des produits bruts ou de la production.

## **Contrats de location simple**

La Société s'est engagée en vertu de contrats de location simple à long terme qui arriveront à échéance entre 2015 et 2018.



# NOTES ANNEXES

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

## Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2013, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Année du paiement prévu	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
2014	66 500	17 376	10 472	53 942	148 290
2015	66 156	17 851	10 409	42 719	137 135
2016	84 691	41 397	10 340	14 077	150 505
2017	63 913	12 960	10 036	89 734	176 643
2018	64 006	22 316	10 019	180 993	277 334
Par la suite	1 391 738	96 507	112 394	198 047	1 798 686
Total	1 737 004	208 407	163 670	579 512	2 688 593

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 installations hydroélectriques, de ses parcs éoliens et de son parc 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 1 100 \$ par année dans une réserve pour travaux d'entretien majeurs afin de financer tout travail d'entretien important des installations hydroélectriques, des parcs éoliens ou du parc 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 2 086 133 \$ 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 et 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

# NOTES ANNEXES

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

capacité de la Société d'effectuer les placements de 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 cet emprunt. Certaines clauses financières restrictives pourraient également empêcher les filiales de verser des distributions à la Société.

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 vingt-trois installations hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, ainsi qu'une installation hydroélectrique aux États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les produits générés par l'installation hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 3 013 \$ (3 365 \$ en 2012), soit un apport de 1,5 % aux produits consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (1,9 % en 2012).

### Clients majeurs

Un client majeur est un client externe dont les transactions avec la Société représentent 10 % ou plus des produits annuels de la Société. La Société a identifié trois clients majeurs, auprès desquels ses ventes sont les suivantes :

Client majeur	Secteur	Exercices clos les 31 décembre	
		2013	2012
British Columbia Hydro and Power Authority	Production hydroélectrique	72 338	73 842
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	86 927	69 560
Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées	Production hydroélectrique et solaire	22 256	15 880
		181 521	159 282

### Secteurs opérationnels

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

Par l'intermédiaire des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne et de la production solaire, la Société vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques, ses parcs éoliens et son parc solaire à des sociétés de services publics. Par l'intermédiaire du secteur de l'aménagement des emplacements, elle analyse les emplacements potentiels et aménage des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et une installation solaire jusqu'au stade de la mise en service.

# NOTES ANNEXES

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

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans les principales méthodes comptables. La Société évalue le rendement en fonction du résultat avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et profit net (perte nette) latent 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.

Le secteur de la production d'énergie solaire a été ajouté à la date du début de l'exploitation commerciale du parc solaire Stardale, le 15 mai 2012.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	126 932	54 499	16 828	—	198 259
Charges :					
Charges opérationnelles	22 849	9 939	1 159	—	33 947
Frais généraux et administratifs	7 373	2 140	317	1 364	11 194
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	4 202	4 202
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	96 710	42 420	15 352	(5 566)	148 916
Charges financières					65 158
Autres produits, montant net					(392)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					84 150
Amortissement des immobilisations corporelles					48 674
Amortissement des immobilisations incorporelles					20 486
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(6 053)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(45 249)
<b>Bénéfice avant impôt sur le résultat</b>					<b>66 292</b>

Au 31 décembre 2013

Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 449 527	387 062	128 146	412 339	2 377 074
Total du passif	949 570	240 372	116 085	405 112	1 711 139
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	66 581	1 213	100	89 501	157 395

# 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 2012					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
					(montants retraités)
Produits	119 421	45 558	11 676	—	176 655
Charges :					
Charges opérationnelles	20 357	7 960	533	—	28 850
Frais généraux et administratifs	5 314	2 248	278	1 761	9 601
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	4 412	4 412
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	93 750	35 350	10 865	(6 173)	133 792
Charges financières					62 038
Autres charges, montant net					15 566
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					56 188
Amortissement des immobilisations corporelles					42 602
Amortissement des immobilisations incorporelles					21 163
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(1 166)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(7 791)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					1 380

Au 31 décembre 2012					
					(montants retraités)
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 293 971	423 634	139 222	439 613	2 296 440
Total du passif	807 661	290 913	127 393	382 541	1 608 508
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	64 936	2 709	129	169 508	237 282

# 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	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par action privilégiée de série C (\$)
25/02/2014	31/03/2014	15/04/2014	0,1500	0,3125	0,359375

### b) Mise en service de la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek

Le 18 février 2014, la Société a annoncé que Kwoiek Creek Resources Limited Partnership a procédé à la mise en service de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Kwoiek Creek, située en Colombie-Britannique, au Canada. Innergex détient 50 % de Kwoiek Creek Resources Limited Partnership et est responsable de la gestion de la construction et de l'exploitation de la centrale. La bande indienne de Kanaka Bar détient l'autre participation de 50 %. La centrale hydroélectrique de 49,9 MW Kwoiek Creek est située en partie sur des terres publiques et en partie sur une réserve autochtone,

### c) Mise en service de la centrale hydroélectrique Northwest Stave River

Le 24 février 2014, la Société a annoncé la mise en service de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Northwest Stave River située en Colombie-Britannique, au Canada. Cette centrale est située sur des terres publiques, environ 50 km au nord de Mission, en Colombie-Britannique.

# RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

---

## Inscription boursière

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

## Agences de notation

Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P et BB (élevé) par DBRS (non sollicité).  
Les Actions privilégiées de série A de la Société sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevé) par DBRS (non sollicité).  
Les Actions privilégiées de série C de la Société sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevé) par DBRS (non sollicité).

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

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

## Régime de réinvestissement de dividendes

Innergex énergie renouvelable inc. a mis en place un régime de réinvestissement de dividendes (RRD) à l'intention de ses actionnaires ordinaires qui permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site Web au [www.innergex.com](http://www.innergex.com) ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare Canada, l'agent responsable du régime.

## Auditeur indépendant

Deloitte S.E.N.C.R.L. / s.r.l.

## Relations avec les investisseurs

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

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

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

## INNERGEX

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

Téléphone : 450 928-2550  
Télécopieur : 450 928-2544  
Courriel : [info@innergex.com](mailto:info@innergex.com)

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

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

[www.innergex.com](http://www.innergex.com)