

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2013

28 mars 2014



TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3	Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU)	
MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS		(QC – participation de 50 %)	28
PROSPECTIFS	3	PROJETS POTENTIELS	29
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	4	Divers autres projets potentiels Creek Power	
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	5	(C.-B. - participation de 66,7 %)	29
DÉVELOPPEMENT RÉCENTS.....	5	Divers autres projets éoliens potentiels du	
SOMMAIRE DES TROIS DERNIÈRES ANNÉES	6	Québec (Qc – participation de 50 à 100 %)	29
Exercice 2013	6	Projets potentiels en Ontario	
Exercice 2012	7	(ON - participation de 49 % à 100 %)	29
Exercice 2011	8	Autres projets éoliens potentiels en	
SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ ...9		Colombie-Britannique	
INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	9	(C.-B. – participation de 100 %)	29
ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA	10	Divers autres projets potentiels hydroélectriques	
CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉ POUR L'ÉNERGIE		en Colombie-Britannique	
RENOUVELABLE DANS LES PRINCIPAUX MARCHÉS DE LA SOCIÉTÉ 11		(C.-B. – participation de 100 %)	29
Québec	11	Autres projets hydroélectriques prospectifs	
Colombie-Britannique	12	au Québec (Qc – participation de 48 %)	29
Ontario	12	ACTIFS INCORPORELS	30
MÉTHODE DE PRODUCTION	12	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	30
Processus de production de l'énergie		PERSONNEL	30
hydroélectrique	12	LES POLITIQUES DE PROTECTION SOCIALE ET	
Processus de production de l'énergie éolienne	13	ENVIRONNEMENTALE	30
Processus de production de l'énergie solaire		FACTEURS DE RISQUE	31
photovoltaïque	14	DIVIDENDES	38
FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LE RENDEMENT DE LA		DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	40
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	15	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	40
ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL	15	NOTATION	42
DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE	16	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	44
CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE	16	ACTIONS ORDINAIRES	44
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE		DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %.....	44
LA SOCIÉTÉ	17	ACTIONS SÉRIE A	44
VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE	17	ACTIONS SÉRIE C	44
PORTEFEUILLE D'ACTIFS	17	ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE	
INSTALLATIONS EN EXPLOITATION.....	18	DIRECTION	47
CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN EXPLOITATION	18	ADMINISTRATEURS	47
Centrales hydroélectriques situées au Québec	18	MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	48
Centrales hydroélectriques situées en Ontario	20	FAILLITE, INSOLVABILITÉ, INTERDICTION D'OPÉRATIONS	
Centrales hydroélectriques situées en Colombie-		ET PÉNALITÉS	48
Britannique	21	CONFLITS D'INTÉRÊTS	49
Centrale hydroélectrique située dans l'état		POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	49
de l'Idaho, États-Unis	23	DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS	
PARCS ÉOLIENS EN EXPLOITATION	23	DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	49
Parcs éoliens situés au Québec	23	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA	
PARC SOLAIRE EN EXPLOITATION	25	TENUE DES REGISTRES	50
Parc solaire situé en Ontario	25	CONTRATS IMPORTANTS	50
PROJETS EN DÉVELOPPEMENT.....	25	INTÉRÊT DES EXPERTS	50
PROJETS HYDROÉLECTRIQUES EN DÉVELOPPEMENT	26	INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT	50
Projet Boulder Creek		RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	51
(C.-B. - participation de 66,7 %)	26	GLOSSAIRE	52
Projet Upper Lillooet River			
(C.-B. - participation de 66,7 %)	26	ANNEXE A - STRUCTURE ORGANISATIONNELLE	
Projet Tretheway Creek		ANNEXE B - CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT	
(C.-B. – propriété exclusive)	27		
Projet Big Silver Creek			
(C.-B. – propriété exclusive)	28		
PROJETS ÉOLIENS EN DÉVELOPPEMENT	28		

INTRODUCTION

Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2013.

À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, toute référence à la « **société** », « **Innergex** », « **nous** » et « **nos** » se réfère à Innergex énergie renouvelable inc. et de ses filiales. Les termes utilisés aux présentes sans y être définis ont le sens qui leur est attribué dans le « Glossaire » inséré à la fin du présent document.

MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la société, la présente notice annuelle 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 », « croît », « 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 de la présente notice annuelle**.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information financière prospective ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production et 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 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, sans restriction, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des conditions du marché des capitaux et de la réussite de la société à développer de nouvelles installations.

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; le risque de liquidité associé aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception des projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude quant au développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; la défaillance de l'équipement ou les activités d'entretien et d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; la société peut ne pas déclarer ni verser un dividende; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou le renouvellement de tout contrat d'achat d'électricité; les changements dans le soutien gouvernemental pour augmenter l'électricité produite avec des sources renouvelables par des producteurs d'énergie indépendants; la capacité à attirer de nouveaux talents ou à conserver les dirigeants et employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en matériel; les changements dans la conjoncture économique générale; les risques réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la disponibilité et la fiabilité des réseaux de transport; l'augmentation des coûts d'utilisation d'énergie hydraulique ou les changements à la réglementation applicable à l'utilisation des eaux; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les défaillances des barrages; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; les limites à la garantie d'assurances et les exclusions; une notation peut ne pas refléter le rendement réel de la société et une baisse de la notation peut survenir; la possibilité de responsabilité et d'obligations non divulguées liées aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis et devant être acquis; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; le défaut de conclure l'acquisition des autres centrales hydroélectriques et des projets en développement d'Hydroméga; l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée; l'introduction à l'exploitation d'un parc solaire photovoltaïque; et les produits provenant de la centrale Miller Creek fluctueront en fonction du prix au comptant Platts Mid-C de l'électricité.

Bien que la société soit d'avis que les attentes et les hypothèses qui sous-tendent l'information prospective sont 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 de la présente notice annuelle 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 des présentes à moins que la loi ne l'exige.

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Production prévue</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.</p> <p>Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service commercial des Projets en développement ou des Projets potentiels</p> <p>La société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur son 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 rajustés 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 son expérience en tant que promoteur.</p> <p>Intention de soumettre des projets aux termes de demande de propositions</p> <p>La société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes de demandes de propositions (« demande de propositions » ou « DDP »), compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces DDP.</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévus</p> <p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs ou les fournisseurs</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>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la société de mettre en œuvre sa stratégie</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux contrats d'achat d'électricité</p>

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

La société a été constituée au Canada aux termes de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* en vertu de statuts constitutifs datés du 25 octobre 2002. Les statuts constitutifs de la société ont été modifiés comme suit :

Dates	Description des modifications des statuts de la société
25 octobre 2007	Pour changer le nom de Management Innergex Inc. à Innergex Renewable Energy Inc. et en sa version française, Innergex énergie renouvelable inc.
4 décembre 2007	Pour changer le capital-actions autorisé de la société et le nombre minimum d'administrateurs de la société de un à trois.
4 décembre 2007	Pour modifier le capital-actions autorisé de la société et créer un nombre illimité d'actions ordinaires (les « actions ordinaires ») et un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en séries (les « actions privilégiées »).
29 mars 2010	Par voie de clauses d'arrangement déposées dans le cadre de l'arrangement (au sens des

Dates	Description des modifications des statuts de la société
	présentes).
9 septembre 2010	Pour créer les actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A (les « actions série A ») et les actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B (les « actions série B ») dans le cadre du placement public des actions série A de la société.
12 mai 2011	Pour introduire un droit de vote, dans certaines circonstances limitées, pour les porteurs d'actions privilégiées de la société.
1 ^{er} janvier 2012	Par voie de statuts de fusion déposés dans le cadre de la fusion entre la société et une de ses filiales, Cloudworks Energy Inc.
6 décembre 2012	Pour créer les actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif, série C (les « actions série C ») dans le cadre du placement public des actions série C de la société.

Le siège social de la société est situé au 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) J4K 5G4.

Un organigramme illustrant la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes, ainsi que certaines autres participations importantes de la société au 28 mars 2014, figure à l'annexe A jointe aux présentes, qui exclut toutefois, certaines filiales de la société dont le total des actifs et les produits des activités ne représentent pas plus de 20 % de l'actif et des produits des activités totaux consolidés de la société au 28 mars 2014.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

La société est un promoteur, propriétaire et exploitant de centrales hydroélectriques au fil de l'eau, de parcs éoliens et parcs solaires photovoltaïques (« **PV** ») en Amérique du Nord. La société exploite plusieurs installations de production d'électricité renouvelable dans les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique (« **C.-B.** ») et de l'Ontario, ainsi que dans l'État de l'Idaho.

La société s'investit dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a, seule ou par l'intermédiaire de diverses entreprises, aménagé et mis en service commercial 13 centrales hydroélectriques, 6 parcs éoliens et un parc solaire photovoltaïque, a acquis et remis à neuf trois centrales hydroélectriques et a acquis 9 centrales hydroélectriques représentant une puissance installée brute totale de 1 163,8 MW (puissance nette de 671,9 MW). La société possède actuellement, conjointement avec ses partenaires, 6 parcs éoliens, 25 centrales hydroélectriques et un parc solaire photovoltaïque en exploitation ayant une puissance installée nette totale de 236,3 mégawatt (« **MW** ») (puissance brute de 614,1 MW), de 402,4 MW (puissance brute de 516,5 MW) et 33,2 MW (puissance brute de 33,2 MW), respectivement, et, au 28 mars 2014, 5 projets en développement pour lesquels des contrats d'achat d'électricité (« **CAÉ** ») ont été obtenus et qui ont une puissance installée nette totale de 209,9 MW (puissance brute de 320,5 MW). La mise en service commercial des projets en développement à l'égard desquels des CAÉ ont été obtenus est prévue entre 2015 et 2016. La société détient également des participations nettes dans environ 2 900 MW (puissance brute de 3 125 MW) dans le cadre de projets potentiels de production d'électricité à différents stades de développement. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

DÉVELOPPEMENT RÉCENTS

Le 18 février 2014, la société a annoncé que Kwoiek Creek Resources Limited Partnership (« **Kwoiek Creek SEC** ») et British Columbia Hydro and Power Authority (« **BC Hydro** ») se sont entendues en ce qui concerne certaines clarifications au niveau de la capacité stipulée et de la mise en service commerciale de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Kwoiek Creek en Colombie-Britannique, Canada (la « **centrale Kwoiek Creek** »). Les modifications au CAÉ sont soumises à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission. Une fois que cette approbation aura été reçue, la mise en service commerciale sera déclarée en vigueur au 1^{er} janvier 2014. La construction de la centrale Kwoiek Creek a été achevée en décembre 2013 et la mise en service commerciale a commencé à ce moment. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 20 mars 2014, la société a annoncé qu'elle a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto (la « **TSX** ») pour procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités. L'offre de rachat débutera le 24 mars 2014 et se terminera le 23 mars 2015. Dans le cadre de cette offre de rachat, la société pourra racheter pour fins d'annulation jusqu'à 1 000 000 de ses actions ordinaires, soit environ 1,1 % des 95 860 979 actions ordinaires émises et en circulation de la société au 19 mars 2014.

Le 21 mars 2014, la société a annoncé que Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C. (« **Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC** ») a signé un contrat d'achat d'électricité avec Hydro-Québec Distribution d'une durée de 20 ans pour un projet de parc éolien de 150 MW situé dans la péninsule gaspésienne, au Québec (le « **projet Mesgi'g Ugju's'n (MU)** »). Innergex détient 50% de cette entité et est responsable de la gestion, de la construction et de l'exploitation du parc éolien. Les trois communautés Mi'gmaq du Québec, soit Gesgapegiag, Gespeg and Listuguj (« **communautés Mi'gmaq** »), détiennent la participation restante de 50%. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets en développement – Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) ».

SOMMAIRE DES TROIS DERNIÈRES ANNÉES

Exercice 2013

Le 10 mai 2013, les communautés Mi'gmaq du Québec, avec lesquelles la société a une entente de partenariat, ont été choisies par le gouvernement du Québec pour le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) de 150 MW. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets en développement – Projets éoliens en développement – Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) ».

Le 23 mai 2013, Northwest Stave River Hydro Limited Partnership a conclu un financement à terme de projet et de construction sans recours de 72 M\$ pour la centrale de 17,5 MW de Northwest Stave River, située en Colombie-Britannique, au Canada (la « **centrale Northwest Stave River** »).

Le 17 juin 2013, la société a prolongé sa facilité de crédit à terme renouvelable de 425 M\$ d'une nouvelle durée de cinq ans venant à échéance en 2018. Les modalités sont demeurées sensiblement inchangées tandis que la disponibilité flexible de la facilité a été accrue.

Le 26 juin 2013, Innergex CAR, S.E.C. 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 dans la péninsule gaspésienne au Québec, Canada (le « **parc éolien Carleton** »).

Le 25 juillet 2013, la société a réalisé l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie située au Québec du groupe de sociétés Hydroméga (la « **centrale Magpie** »). La centrale 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 et la société a versé un coût d'achat d'environ 28,6 M\$ en espèces et pris en charge des dettes liées au projet totalisant 50,4 M\$. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées au Québec ».

La société a acquis 99,996 % des parts ordinaires de la centrale Magpie. Toutefois, la Municipalité Régionale de Comté de Minganie détient 30 % des parts votantes ainsi qu'une débenture convertible d'une valeur nominale de 3 M\$, qui comporte un paiement d'intérêt annuel d'environ 465 000 \$, et une débenture d'une valeur nominale de 2 M\$ ne portant pas intérêt et remboursable sur les cinq prochaines années. La débenture convertible confère à la municipalité une participation de 30 % dans la centrale lors de la conversion de cette débenture au plus tard le 1^{er} janvier 2025.

Le 7 août 2013, Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« **Viger-Denonville SEC** ») a conclu un financement à terme de projet et de construction sans recours de 61,7 M\$ pour le projet éolien Viger-Denonville, situé au Québec.

Au début de novembre 2013, la société a commencé un programme d'amélioration des immobilisations d'environ 7 M \$ à la centrale hydroélectrique Miller Creek de 33 MW, en Colombie-Britannique. Le travail comportait la préparation de surface et le revêtement de la conduite forcée, la refonte et la réorganisation de la prise de l'eau pour réduire l'intrusion de sable et de sédiments et améliorer la performance hydraulique, et le remplacement de certains composants de la turbine. 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 mégawatt par heure (« **MWh** ») à 102 795 MWh.

Le 19 novembre 2013, Viger-Denonville SEC a commencé la mise en service commercial du parc éolien Viger-Denonville de 24,6 MW, situé au Québec. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés au Québec ».

Le 17 décembre 2013, la société et la Saik'Uz First Nation ont signé une lettre d'intention et un protocole d'entente sur le savoir traditionnel concernant le développement d'un projet éolien prospectif de 210 MW à Nulki Hills près de Vanderhoof, en Colombie-Britannique.

À compter du 18 décembre 2013, la société a commencé la mise en service commercial de la centrale Northwest Stave River. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 20 décembre 2013, la société a ajouté à l'indice composé S&P/TSX, l'indice de dividendes composé S&P/TSX, l'indice des revenus sur les actions S&P/TSX et l'indice composé à faible volatilité S&P/TSX.

Exercice 2012

Le 15 mai 2012, la société a commencé l'exploitation commerciale du parc solaire Stardale de 33,2 MWDC (27 MWAC), situé à Hawkesbury Est, en Ontario, au Canada. La société a effectué ainsi son entrée dans le secteur de l'énergie solaire, assurant une plus grande diversification de ses activités. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs solaires en exploitation – Parc solaire situé en l'Ontario ».

Le 17 juillet 2012, la société a annoncé qu'elle avait exercé une partie de l'option accordéon sur sa facilité de crédit à terme renouvelable, faisant passer sa capacité d'emprunt de 350 M\$ à 425 M\$. Toutes les modalités et conditions de la facilité de crédit renouvelable demeurent inchangées, y compris l'échéance d'août 2016.

Le 17 juillet 2012, Kwoiek Creek SEC a conclu un financement à terme de projet et de construction sans recours de 168,5 M\$ pour le projet hydroélectrique au fil de l'eau Kwoiek Creek, situé en Colombie-Britannique, au Canada.

Le 20 juillet 2012, la société a annoncé qu'elle avait conclu une convention de partenariat avec Mi'gmawei Mawiomi visant le développement d'un important parc éolien dans la péninsule gaspésienne du Québec, au Canada. En mars 2014, le partenariat a conclu avec Hydro-Québec un CAÉ d'une durée de 20 ans pour un parc éolien de 150 MW.

Le 26 juillet 2012, la société a annoncé qu'aux termes d'une convention d'achat, la société a convenu d'acquérir auprès d'Hydroméga Services inc. (« **Hydroméga** ») et Magpie Trust une participation votante de 70 % dans la centrale Magpie de 40,6 MW située dans la municipalité de Rivière-Saint-Jean, Québec, Canada, pour une contrepartie finale totale qui s'élèvera à 28,6 M\$, sous réserve de certains rajustements, majorée de la prise en charge de la dette du projet à recours limité et à taux fixe d'environ 51 M\$ (l'« **acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie** »). L'acquisition a été réalisé en 2013.

Outre l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, la société a conclu une lettre d'intention non exécutoire en ce qui concerne l'acquisition proposée de la participation d'Hydroméga, ou de la participation de certaines entités liées à Hydroméga, dans les quatre projets hydroélectriques de Kapuskasing en construction de 22 MW en Ontario, le projet hydroélectrique de Dokis en développement de 10 MW en Ontario et la centrale hydroélectrique de Sainte-Marguerite de 30,5 MW située au Québec (les « **autres projets hydroélectriques et projets en développement d'Hydroméga** »). Rien ne garantit que la société, Hydroméga et les entités liées à Hydroméga s'entendront sur les modalités et conditions définitives de ces opérations. Dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie et des opérations potentielles relatives aux autres projets hydroélectriques et projets en développement d'Hydroméga, la société a conclu une convention de dépôt avec Hydroméga, Magpie Trust, certains de leurs porteurs de titres et certaines entités liées à Hydroméga aux termes de laquelle la société a remis à titre de dépôt 25 M\$ sur la contrepartie totale payable pour l'acquisition de la centrale Magpie ou pour acquérir la participation d'Hydroméga ou d'autres entités liées à Hydroméga dans l'un des autres projets hydroélectriques et projets en développement d'Hydroméga.

Le 26 juillet 2012, la société a conclu un placement privé aux termes duquel la Caisse de dépôt et placement du Québec et d'autres souscripteurs gérés par GCIC Ltd. ont acquis respectivement 9 632 399 et 2 408 100 actions ordinaires, au prix de 10,27 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 123,7 M\$ (les « **conventions de souscription** ») qui a été complété en juillet 2013.

Le 26 juillet 2012, la société a annoncé qu'elle a conclu une convention définitive avec Finavera Wind Energy Inc. (la « **convention d'achat de Finavera** ») pour l'acquisition de son projet de parc éolien Wildmare de 77 MW, situé en Colombie-Britannique, au Canada, moyennant une contrepartie totale de 22 M\$. Le 1^{er} octobre 2012, la société a annoncé qu'elle avait résilié la convention d'achat de Finavera.

Le 31 août 2012, la société a annoncé la mise en œuvre d'un régime de réinvestissement des dividendes au profit de ses porteurs d'actions ordinaires. Le régime de réinvestissement des dividendes permet aux actionnaires ordinaires de la société de réinvestir une partie ou la totalité de leurs dividendes en espèces dans des actions ordinaires supplémentaires de la société. Les actions ordinaires acquises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes seront des actions nouvellement émises ou des actions souscrites sur le marché à la discrétion du conseil d'administration et leur prix d'achat sera le cours moyen pondéré des actions ordinaires à la TSX pendant les cinq jours ouvrables précédant immédiatement la date de versement de dividendes, moins un escompte d'au plus 5 %.

Le 12 octobre 2012, la société a réalisé l'acquisition auprès de Capital Power L.P. et de Capital Power Generation Services Inc. (« **Capital Power** ») de la totalité des participations dans l'entité propriétaire de la centrale hydroélectrique de Brown Lake de 7,2 MW (la « **centrale Brown Lake** ») et de la centrale hydroélectrique Miller Creek de 33 MW (la « **centrale Miller Creek** »), les deux centrales étant situées en Colombie-Britannique, Canada, pour un prix d'acquisition d'environ 68,6 M\$, sous réserve de certains rajustements (la « **convention d'achat de participation** »). Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 6 novembre 2012, la société a commencé la mise en service commercial de 111 MW du parc éolien Gros-Morne phase II situé dans les municipalités de Mont-Louis et Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, Québec. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parc éoliens situés au Québec ».

Le 11 décembre 2012, la société a réalisé un placement (le « **placement série C** ») d'un total de 2 000 000 d'actions série C au prix de 25 \$ par action série C pour un produit brut total de 50 M\$. Le placement série C a été réalisé par voie de prise ferme par l'intermédiaire d'un syndicat de preneurs fermes, le tout tel que prévu aux termes de la convention de prise ferme datée du 27 novembre 2012 intervenue entre la société et Valeurs Mobilières TD inc., Financière Banque Nationale Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Corporation Canaccord Genuity et GMP Valeurs Mobilières S.E.C., à titre de preneurs fermes dans le cadre du placement série C (la « **convention de prise ferme série C** »). Les actions série C n'ont aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs. Les actions série C ont commencé à être négociées à la TSX le 11 décembre 2012 sous le symbole « INE.PR.C ». Voir la rubrique « Description de la structure du capital – Actions privilégiées – Actions série C ».

Exercice 2011

Le 14 février 2011, la société a conclu une convention définitive (la « **convention de Cloudworks** ») avec les actionnaires de Cloudworks Energy Inc. (« **Cloudworks** ») visant l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation de Cloudworks (l'« **acquisition de Cloudworks** »). L'acquisition de Cloudworks a été réalisée le 4 avril 2011. Conformément à la convention de Cloudworks, la société a fait l'acquisition de Cloudworks moyennant une contrepartie totale de 191,1 M\$, dont environ 149,7 M\$ ont été payés au comptant et dont environ 39 M\$ ont été payés par l'émission, par voie d'un placement privé, d'actions ordinaires au prix de 9,7549 \$ par action ordinaire aux actionnaires de Cloudworks. En outre, la convention de Cloudworks prévoit le paiement potentiel par la société de montants supplémentaires au cours d'une période venant à échéance le 4 avril 2061 à l'égard des projets en développement et des projets potentiels du portefeuille de Cloudworks, notamment, sans restriction de ce qui précède, la centrale Northwest Stave River, qui a été mis en service commercial le 17 décembre 2013 (voir « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique »), le projet Tretheway Creek et le projet Big Silver-Shovel Creek (anciennement connu sous ce nom mais à compter de la date de la présente notice annuelle, ce projet a été modifié et est maintenant désigné sous le nom de projet Big Silver Creek). Ces paiements reportés conditionnels visent en fait à prévoir un partage des revenus potentiels entre les actionnaires de Cloudworks et la société pour ce qui est de la valeur additionnelle créée si le portefeuille d'actifs de Cloudworks obtient un rendement supérieur à celui prévu par la société et entraînerait une augmentation de la valeur pour la société, déduction faite de ces paiements. Le montant total maximum de l'ensemble des paiements reportés conditionnels aux termes de la convention de Cloudworks est limité à une valeur de 35 M\$ au 4 avril 2011. Suite à l'acquisition de Cloudworks, la société a pris indirectement en charge la dette à long terme sans recours de Cloudworks alors de 233 M\$ associée à la participation de 50,0074 % dans Cloudworks à l'égard de six centrales hydroélectriques en exploitation au fil de l'eau ayant une puissance installée brute combinée de 150 MW (les « **centrales en exploitation de Harrison** »). Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Outre les centrales en exploitation de Harrison, le portefeuille d'actifs de Cloudworks se composait de la propriété exclusive de projets hydroélectriques au fil de l'eau au stade de développement, totalisant 76 MW, et faisant l'objet de CAÉ de 40 ans à savoir, à l'époque le projet Northwest Stave River qui a été mis en service commercial en 2013, le projet Tretheway Creek et le projet Big Silver Creek (voir à la rubrique « Description des activités et l'actif de la société – Projets en développement – Projets hydroélectriques en développement ») et de la propriété exclusive de projets hydroélectriques au fil de l'eau à divers stades de développement, dont la puissance installée potentielle est de plus de 800 MW.

Le 20 juin 2011, la société a déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise sur SEDAR en relation avec l'acquisition de Cloudworks, déclaration qui a été mise à jour le 21 novembre 2012. La déclaration est disponible sur www.sedar.com.

Afin de financer la tranche au comptant du prix d'achat payable aux termes de la convention de Cloudworks, la société a réalisé, le 4 mars 2011, le placement (le « **placement de reçus de souscription** »), par voie de prise ferme, d'un total de 17 750 000 reçus de souscription (les « **reçus de souscription** ») au prix de souscription de 9,35 \$ par reçu de souscription pour un produit brut total de 165 962 500 \$, y compris l'option de surallocation ayant été exercée intégralement par le syndicat de preneurs fermes, le tout conformément aux dispositions prévues dans la convention de prise ferme (la « **convention de prise ferme relative aux reçus de souscription** ») datée du 17 février 2011 intervenue entre la société et BMO Nesbitt Burns Inc., Financière Banque Nationale Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc., Scotia Capitaux Inc. et Valeurs mobilières Desjardins inc., à titre de preneurs fermes dans le cadre du placement de reçus de souscription. Le 4 avril 2011, les reçus de souscription ont été automatiquement échangés au pair contre des actions ordinaires de la société. De plus, un dividende équivalant à 0,145 \$ par reçu de souscription a aussi été versé aux détenteurs de

reçus de souscription inscrits, reflétant le dividende déclaré par la société, de 0,145 \$ par action ordinaire, lequel était payable aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits au 31 mars 2011.

Le 22 novembre 2011, la Régie de l'énergie (Québec) a approuvé le CAÉ de 20 ans conclu avec Hydro-Québec Distribution daté du 17 mars 2011, relativement au développement du parc éolien Viger-Denonville situé dans les municipalités de Saint-Paul-de-la-Croix et de Saint-Épiphane, dans la province de Québec, et composé de 12 éoliennes ayant une puissance installée totale de 24,6 MW. La société et la municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup possèdent chacune une participation de 50 % dans le projet, dont les activités commerciales ont débuté en novembre 2013. La société agira à titre de gestionnaire relativement au développement, à la gestion, à l'exploitation et à l'administration du projet.

La société a présenté, entre le 1^{er} novembre 2011 et le 30 avril 2011, six projets solaires PV au sol au programme TRG en Ontario pour une puissance installée solaire potentielle totale de 59 MW dans la région de la ville de Peterborough, en Ontario.

Le 6 avril 2011, la société a conclu avec Enfinity NV une convention d'achat d'actions afin d'acquérir toutes les actions émises et en circulation de l'entité détenant les droits de développer le projet solaire PV Stardale de 33,2 MWCD situé en Ontario (le « **parc solaire Stardale** ») moyennant une contrepartie totale d'environ 11,8 M\$. La construction du parc solaire Stardale a commencé en novembre 2010. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parc solaire en exploitation – Parc solaire situé en Ontario ». Le 28 juillet 2011, la société a réalisé le financement à recours limité de l'ordre de 117,3 M\$ du parc solaire Stardale avec un syndicat de prêteurs dirigé par The Bank of Tokyo-Mitsubishi d'une durée de 18 ans.

Le 9 août 2011, la société a réalisé l'augmentation et le prolongement de sa facilité de crédit à terme renouvelable actuelle de 170 M\$ à 350 M\$. Valeurs Mobilières TD Inc. et BMO Marchés des capitaux ont agi comme co-chefs de file et teneurs de livres avec la Banque Toronto-Dominion agissant comme agent administratif et la Banque de Montréal agissant comme agent de syndication pour un syndicat de prêteurs incluant aussi : Banque Canadienne Impériale de Commerce, Caisse centrale Desjardins, Banque Nationale du Canada, la Banque de Nouvelle-Écosse et Banque Laurentienne du Canada.

Le 25 novembre 2011, la société a commencé l'exploitation commerciale du parc éolien de Montagne Sèche de 58,5 MW, situé dans les municipalités de Cloridorme et de Petite-Vallée. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parc éoliens situés au Québec ».

Le 29 novembre 2011, la société a commencé l'exploitation commerciale de la phase I du parc éolien de Gros-Morne de 100,5 MW, situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, dans la province de Québec. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parc éoliens situés au Québec ».

SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ

INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les producteurs d'énergie renouvelable produisent de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, notamment i) l'eau; ii) le vent; iii) certains déchets comme la biomasse (par exemple, des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement; iv) les sources géothermiques, comme la chaleur ou la vapeur; et v) le soleil. La demande pour les sources d'énergie renouvelable en Amérique du Nord ne cesse de croître et est en grande partie influencée par une demande accrue pour de l'énergie ainsi que par une tendance à long terme vers des politiques plus strictes en matière de protection de l'environnement. Bien que les services publics traditionnels réglementés continuent de dominer les marchés nord-américains de la production d'électricité, les producteurs indépendants d'électricité jouent un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement en électricité. Ces dernières années, les autorités gouvernementales et autres responsables de l'action gouvernementale ont reconnu de plus en plus les avantages liés à l'énergie produite par des producteurs d'énergie indépendants.

Le recours de plus en plus fréquent aux producteurs indépendants d'énergie pour l'approvisionnement en énergie renouvelable en Amérique du Nord est poussé par divers facteurs, notamment i) les mesures incitatives commanditées par les gouvernements, ii) la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties hautement solvables, permettant 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, iii) la mise en œuvre d'accès non discriminatoire aux systèmes de transmission, permettant aux producteurs d'énergie indépendants d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité et iv) l'efficacité des producteurs d'énergie indépendants.

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 et au charbon conventionnel, à la qualité de l'air et aux gaz à effet de serre; des améliorations des technologies d'énergie renouvelable; et de l'abrégement des délais de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Certaines mesures incitatives fédérales et provinciales soutiennent également la production d'électricité renouvelable au Canada comme des contrats à long-terme à prix fixe, l'amortissement accéléré et les normes de portefeuille renouvelable (« **NPR** »).

Bien que ces facteurs sous-jacents favorables fondamentaux doivent soutenir la croissance de la production d'énergie renouvelable à long terme, un certain nombre de facteurs peuvent réduire la demande à court terme pour l'énergie renouvelable au Canada. Ceux-ci comprennent: les excédents d'électricité de certains services publics; et l'abondance de gaz de schiste qui entraîne des prix beaucoup plus bas pour le gaz naturel, l'une des sources de combustibles fossiles de la production d'électricité.

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 NPR qui établissent une cible d'augmentation de la proportion d'énergie renouvelable par rapport au bouquet énergétique produit afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Ces NPR 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 NPR 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 NPR 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.

Au Canada, les gouvernements provinciaux sont responsables de la gestion des ressources naturelles dans les limites de leurs frontières. Par conséquent, la plupart des objectifs pour l'énergie renouvelable sont déterminés par les provinces. 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 de 10 % de l'électricité totale à partir de sources renouvelables 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;
- 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 de 500 MW d'ici 2013 et doublement du volume selon les NPR 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 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 estimative 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 de production 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 valeur de projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

Au cours des dernières années, selon l'Office national de l'énergie, la production d'énergie éolienne est devenue 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 d'environ 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 NPR 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 de nombreuses DDP visant l'énergie renouvelable. Les défis usuels de disponibilité des ressources et de transport 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 (« OÉO ») 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.

CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉ POUR L'ÉNERGIE RENOUVELABLE DANS LES PRINCIPAUX MARCHÉS DE LA SOCIÉTÉ

Québec

Hydro-Québec, mandataire du gouvernement du Québec, est l'un des principaux services publics d'électricité en Amérique du Nord. Aux termes de ses statuts constitutifs, Hydro-Québec a reçu les pleins pouvoirs pour produire, fournir et livrer de l'électricité dans tout le Québec. À l'exception des territoires desservis par des systèmes d'électricité municipaux ou privés ou par une coopérative, Hydro-Québec est le détenteur des droits exclusifs de distribution d'électricité sur tout le territoire québécois.

La Régie de l'énergie, un organisme de réglementation économique, fixe et modifie les conditions et les tarifs auxquels, notamment, l'électricité est transmise par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité dans la province de Québec. À cette fin, Hydro-Québec doit présenter à la Régie de l'énergie une prévision des besoins du marché du Québec pour les dix prochaines années, ainsi que la nature des contrats qu'Hydro-Québec prévoit conclure afin de satisfaire la demande de plus de 165 TWh (soit le bloc patrimonial devant être fourni par Hydro-Québec). Pour satisfaire à une demande excédant ces 165 TWh, Hydro-Québec doit conclure des contrats d'approvisionnement après avoir fait des DDP auprès des fournisseurs d'énergie intéressés ou dans certains exceptions, selon un décret spécifique du gouvernement, négocier et conclure un CAÉ sans DDP. La Régie de l'énergie surveille toutes les DDP pour l'approvisionnement d'énergie au Québec.

Les plus récentes DDP ont été lancées en 2009 et en 2013. En 2009, Hydro-Québec a lancé une DDP visant l'acquisition de 500 MW d'énergie éolienne incluant des projets autochtones d'un bloc de 250 MW et communautaires d'un autre bloc de 250 MW. En 2010, elle a annoncé qu'elle avait accepté 12 propositions totalisant 291,4 MW. Les livraisons d'électricité doivent commencer entre le 1^{er} décembre 2013 et le 1^{er} décembre 2015. Le parc éolien Viger-Denonville est le premier projet à avoir atteint la mise en service commerciale sous ce projet communautaire d'un bloc de 250 MW.

En décembre 2013, Hydro-Québec a lancé une DDP pour l'approvisionnement de 450 MW de nouvelle 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. Les conditions applicables aux DDP prévoient un prix maximum de 0,09 \$ par kilowatt (« kWh »), des exigences minimales de contenu local de 60 % et une participation d'au moins 50 % de chaque projet détenue par une communauté locale, notamment un corps municipal, les Premières Nations et les COOPs. La société a plusieurs projets éoliens qu'elle compte soumettre en vertu de cette DDP avant la date limite fixée en septembre 2014. Cette capacité supplémentaire permettrait à la province d'atteindre son objectif de développer 4 000 MW de capacité installée d'énergie éolienne, tel qu'indiqué dans sa stratégie énergétique pour la période 2006-2015.

Colombie-Britannique

BC Hydro est l'un des plus importants services publics d'électricité au Canada et fournit la plus grande partie de la capacité de production d'énergie dans la province. Le reste de la puissance est fourni par des services publics détenus par des investisseurs, de grands et de petits producteurs industriels et des producteurs indépendants d'électricité. BC Hydro a lancé diverses DDP au cours des 10 dernières années afin de s'approvisionner en électricité sur une base concurrentielle des producteurs d'énergie indépendants.

En octobre 2013, le programme d'offre standard de BC Hydro a été mis à jour. Ce programme vise à encourager le développement de petits projets d'énergie propre en Colombie-Britannique et a été élargi en vertu de la loi intitulée *Clean Energy Act*. Le programme actuel permet au projet d'utiliser non seulement des technologies prouvées, mais également des technologies prototypes et quasi-commerciales, et prévoit l'octroi de CAÉ aux projets ayant une puissance nominale maximale pouvant atteindre 15 MW. BC Hydro a également rajusté le prix des projets faisant l'objet de CAÉ aux termes du programme d'offre standard de façon comparable à celui des projets faisant l'objet de CAÉ aux termes du Clean Power Call, le prix de chaque projet étant établi en fonction de la région dans laquelle le projet est situé.

En novembre 2013, BC Hydro a rendu public 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 objectifs de la province visant l'expansion des secteurs de l'exploitation minière et de gaz naturel liquéfié peuvent donner lieu à des occasions de développement dans le secteur de l'énergie renouvelable.

Ontario

La Commission de l'énergie de l'Ontario (« **CÉO** ») régleme la tarification résidentielle pour l'électricité produite à partir des centrales nucléaires et des grandes centrales hydroélectriques de l'Ontario Power Generation (« **OPG** ») et, impose des plafonds aux produits d'exploitation annuels à l'égard des centrales de charbon et des plus petites centrales hydroélectriques d'OPG. L'OÉO veille à la planification des systèmes et à la sécurité de l'approvisionnement en Ontario en évaluant la demande et la fiabilité des ressources, en facilitant les investissements dans les sources d'approvisionnement et leur diversification, tout en promouvant la conservation. Au cours des dernières années, l'OÉO a lancé de nombreux processus d'approvisionnement concurrentiel pour la production d'énergie renouvelable comme le programme de tarifs de rachat garantis (le « **programme TRG** »).

Le gouvernement de l'Ontario a annoncé en juin 2013 qu'il délaissera l'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable dans le cadre du programme TRG pour les projets d'envergure. Par conséquent, l'OÉO 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'approvisionnement concurrentiel 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. Il est prévu que la capacité d'approvisionnement visée serait de 300 MW d'énergie éolienne et de 140 MW d'énergie solaire en 2015 et de 300 MW d'énergie éolienne et de 150 MW d'énergie solaire en 2016, avec des révisions annuelles prévues. La société a plusieurs projets éoliens et solaires qu'elle continue de faire progresser en prévision des soumissions aux termes d'un processus d'appel d'offre concurrentiel futur. Plusieurs Projets potentiels 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 de croissance à plus long terme.

MÉTHODE DE PRODUCTION

Processus de production de l'énergie hydroélectrique

Les centrales de production hydroélectrique au fil de l'eau, à la différence des installations hydroélectriques classiques, ne nécessitent pas l'inondation de grandes étendues. L'énergie hydroélectrique est produite par l'exploitation de la force créée par la chute de l'eau. Le dénivelé entre le bassin d'amont et le canal de fuite est appelé « hauteur de chute » ou « chute d'actionnement ». L'énergie de l'eau en mouvement est finalement convertie en énergie électrique. L'eau passe par une prise d'eau puis par une conduite d'aménée (appelée « conduite forcée ») reliée à une turbine qui est en fait une roue à aubes. L'eau fait tourner la turbine et l'énergie hydraulique est ainsi convertie en énergie mécanique qui est ensuite convertie en électricité par la génératrice. L'électricité passe ensuite par un transformateur où ses caractéristiques sont réglées de sorte qu'elle puisse être acheminée dans le réseau de transport. Après être passée par la turbine, l'eau sort de la centrale par le tube d'aspiration et le canal de fuite où elle rejoint le courant principal de la rivière.

Il existe trois principaux types de turbines hydrauliques :

- Kaplan : généralement utilisée lorsque la hauteur de chute d'actionnement (l'écart d'élévation entre le niveau de la prise d'eau et le niveau du canal de fuite) est faible, soit de quelques mètres à 30 mètres.
- Francis : généralement utilisée lorsque la hauteur de chute est moyenne, soit environ de 30 mètres à 200 mètres.
- Pelton : généralement utilisée lorsque la hauteur de chute est très élevée, habituellement au-delà de 200 mètres.

Une liste des principaux avantages de la production d'énergie hydroélectrique figure ci-après.

- Fiabilité** L'équipement servant à la production de l'hydroélectricité comporte relativement peu de pièces mobiles, ce qui contribue à prolonger la durée de vie utile et à réduire les travaux d'entretien comparativement à d'autres technologies de production. Les taux de panne imprévue des installations hydroélectriques sont parmi les plus bas de l'industrie de la production d'électricité.
- Faibles coûts d'exploitation** Hormis les droits de prise d'eau et les droits de licence versés aux autorités gouvernementales, les centrales hydroélectriques ont peu de coûts de combustible et réduisent donc la volatilité de leurs structures de coûts comparativement aux centrales à combustible fossile. De plus, la plupart des centrales hydroélectriques peuvent être exploitées à distance par une seule personne à partir d'un centre de contrôle. Compte tenu de ces facteurs et de la fiabilité de l'équipement hydroélectrique, les frais d'exploitation des centrales hydroélectriques sont faibles et prévisibles par rapport à d'autres types de technologies de production d'électricité.
- Production écologique** La production d'hydroélectricité ne génère pratiquement pas d'émissions de gaz à effet de serre ni d'émissions qui créent des pluies acides, deux types d'émissions qui ont d'importants effets nuisibles sur l'environnement. La production d'hydroélectricité ne crée aucune des formes de pollution thermique, chimique, radioactive, aquatique et atmosphérique associées à la production d'énergie combustible fossile et d'énergie nucléaire. Aucune quantité importante de déchets résiduels n'est produite au cours du processus de production d'énergie, l'eau est tout simplement retournée à la rivière.
- Faible impact sur l'environnement** Les petites centrales hydroélectriques, généralement définies au Canada comme étant des centrales de moins de 50 MW, sont habituellement des centrales au fil de l'eau qui n'ont pas besoin d'une grande capacité de réservoir. Cela réduit les effets potentiellement nuisibles des inondations en amont et d'autres incidences environnementales susceptibles de modifier le débit de l'eau dans une zone donnée.

Processus de production de l'énergie éolienne

L'électricité produite à partir de l'énergie éolienne devient une source de plus en plus importante d'énergie à l'échelle mondiale, y compris en Amérique du Nord. Comme la production d'énergie hydroélectrique, la production d'énergie éolienne n'est pas soumise à la volatilité des prix des combustibles et ne génère aucun gaz à effet de serre ni autres émissions. Les éoliennes ne produisent de l'électricité que lorsque le vent souffle à des vitesses dans une certaine fourchette.

L'énergie est produite au moyen de la pression exercée par le vent sur les pales d'une éolienne, qui sont attachées à une tige centrale pour faire pivoter une génératrice. Les éoliennes sont munies d'un système de contrôle qui optimise la production d'électricité et s'adapte à la variation de la vitesse et de la direction du vent.

Une liste des principaux avantages de la production d'énergie éolienne figure ci-après.

- Faibles coûts d'exploitation** Les parcs éoliens n'ont pas de coûts de combustible et utilisent un système de contrôle à distance qui permet l'exploitation et la supervision à distance. En outre, les améliorations apportées à la technologie des éoliennes ont augmenté l'efficacité et la fiabilité des parcs éoliens. Par conséquent, les frais d'exploitation d'un parc éolien sont peu élevés comparativement à bon nombre de méthodes classiques de production d'énergie.
- Faibles risques de construction** Les parcs éoliens sont relativement simples à construire par rapport aux centrales électriques plus classiques. Un parc éolien typique peut être construit en beaucoup moins de temps que d'autres installations énergétiques comme les installations hydroélectriques, au gaz naturel, nucléaires ou au charbon, qui, pour les installations plus importantes, peuvent prendre plusieurs années à réaliser. Par conséquent, les parcs éoliens sont moins assujettis aux

risques liés aux retards et aux dépassements des coûts de construction.

Fiabilité	Les éoliennes modernes sont très fiables. La disponibilité, qui constitue une mesure de la fiabilité d'un système de production d'électricité, est calculée en pourcentage du temps pendant lequel un système peut fonctionner comparativement au temps total disponible. La différence entre les deux est en grande partie attribuable à l'entretien et aux réparations. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, la disponibilité des éoliennes modernes est habituellement d'environ 98 % bien que les fabricants garantissent généralement au plus 96 %.
Production écologique	Les parcs éoliens ne produisent pas d'émissions de gaz à effet de serre ni ne contribuent aux pluies acides, deux types d'émissions qui ont d'importants effets nuisibles sur l'environnement. La production d'énergie éolienne n'occasionne pas de pollution thermique, chimique, radioactive, aquatique et atmosphérique liées à la production d'énergie avec du combustible fossile et nucléaire.
Utilisation restreinte des terrains	Les parcs éoliens n'utilisent qu'un petit pourcentage du terrain qu'ils occupent pour les chemins d'accès et les fondations. Le reste du site d'un projet est disponible pour d'autres usages, comme l'agriculture, ainsi que les activités industrielles et récréatives.

Processus de production de l'énergie solaire photovoltaïque

Les centrales de production d'énergie solaire PV sont composées d'un éventail de panneaux solaires. Ces panneaux solaires sont fabriqués à partir de petites photopiles (souvent encastrées dans du verre afin de les protéger des éléments), lesquelles photopiles convertissent le rayonnement électromagnétique du soleil en électricité au moyen de semiconducteurs. Les semiconducteurs utilisent des photons de lumière afin de transformer les électrons en une énergie plus puissante et de créer de l'électricité (processus connu sous le nom d'effet photovoltaïque).

L'électricité produite par les centrales de production solaire PV est sous forme de courant direct (flux d'électricité unilatéral). Un convertisseur est nécessaire afin de convertir le courant électrique continu en courant alternatif, lequel courant est utilisé pour la plupart des réseaux de distribution et de transport d'électricité.

Une liste des principaux avantages de la production d'énergie solaire PV figure ci-après.

Frais de construction et d'exploitation	La production d'énergie solaire par des parcs solaires PV est en croissance partout dans le monde. Les frais de production d'énergie solaire PV restent élevés par rapport à l'énergie hydroélectrique ou éolienne, et nécessitent encore des investissements du gouvernement pour de nouveaux projets qui seront construits au Canada. Cependant, les coûts ont, progressivement, été en baisse en raison de l'efficacité de l'approvisionnement. Le coût des modules photovoltaïques solaires est de plus en plus abordable pour les projets à grande échelle et leur fiabilité a été prouvée par les projets dont l'exploitation dure depuis plus de 20 ans.
Production écologique	Les parcs solaires PV ne produisent pas d'émissions de gaz à effet de serre ou de pluies acides, qui ont des effets négatifs importants sur l'environnement. La production d'énergie solaire ne crée pas de pollution de l'eau et de l'air associée à des combustibles fossiles et à la production d'énergie nucléaire. L'impact visuel des projets solaires est négligeable et les terrains qu'ils occupent peuvent entièrement être remis en état sans causer d'incidences négatives après la fin du projet et la plupart du matériel, notamment les installations de stockage et les modules, peut être entièrement retiré et recyclé.
Ressource fiable	La disponibilité du soleil, en terme de durée et d'intensité, est bien documentée et est généralement surveillée durant une longue période. La variation annuelle de la ressource se situe dans la fourchette de 3 à 4 %, ce qui est largement inférieur aux variations observées pour les ressources hydroélectriques et éoliennes.

Construction,
exploitation et entretien

Les parcs solaires PV sont faciles à construire et les frais qui y sont associés peuvent être quantifiés avant la construction. La construction d'un projet de centrale solaire comprend une fondation standard et des systèmes de stockage, des modules PV, ainsi qu'un système de câblage et de branchement au réseau d'énergie. Les structures civiles se limitent à l'entretien des routes d'accès, des clôtures et d'un petit édifice de contrôle.

L'entretien d'une centrale solaire est plutôt simple compte tenu du fait qu'elle ne comporte aucune composante mécanique telle que pour les turbines. Le rendement des systèmes PV est contrôlé par un système de surveillance et son entretien se limite à quelques nettoyages, quelques réparations mineures et le changement des pièces de rechange.

FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LE RENDEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les projets d'énergie renouvelable, comme les centrales hydroélectriques au fil de l'eau, les parcs éoliens et les parcs solaires PV, sont tributaires de ressources « combustibles » qui sont variables de par leur nature même. Par conséquent, le niveau de production varie également de jour en jour. Cependant, des levés historiques à long terme pour l'énergie hydroélectrique et des mesures propres à chaque site pour l'énergie hydroélectrique et éolienne permettent d'établir une « moyenne » mensuelle ou annuelle estimative de l'hydrologie ou de la vitesse des vents qui à son tour permet à la production d'énergie d'être estimée en utilisant une analyse statistique.

La production annuelle prévue d'une turbine est calculée comme suit :

$$\text{Production annuelle (MWh)} = \text{puissance de la turbine (MW)} \times \text{nombre d'heures d'une année (h)} \times \text{facteur d'utilisation (\%)}$$

La production annuelle prévue d'une centrale de production solaire PV est calculée comme suit :

$$\text{Production annuelle (MWh)} = \text{panneaux (MW)} \times \text{nombre d'heures d'une année (h)} \times \text{facteur d'utilisation (\%)}$$

La « capacité de la turbine », mesurée en mégawatts, est un indice de la capacité de production d'énergie d'une turbine. La capacité de la turbine multipliée par le nombre d'heures d'une année (8 760 heures) donne la production annuelle maximale théorique d'une turbine mesurée en MWh. Les turbines hydroélectriques sont généralement conçues sur mesure en fonction des caractéristiques du site. Les éoliennes terrestres actuelles construites à des fins commerciales sont dotées d'une capacité variant de moins de un MW à plus de trois MW.

Puisque le fonctionnement d'une turbine dépend du débit de l'eau ou de la vitesse du vent, une turbine ne fonctionne pas toutes les heures de l'année. La production des parcs solaires dépend de la lumière du soleil. Le facteur d'utilisation mesure la productivité d'une source électrogène. Il est défini comme le pourcentage d'électricité qu'une source productrice d'électricité devrait produire comparativement à la production maximale théorique au cours d'une période donnée. Par exemple, un site d'une production maximale théorique de 100 MWh par année qui ne produit réellement en moyenne que 30 MWh par année a un facteur d'utilisation de 30 %. De nombreux facteurs empêchent une turbine fonctionnant à l'énergie éolienne ou hydroélectrique ou des panneaux solaires de fonctionner à leur capacité maximale théorique, le principal facteur est le débit d'eau et la vitesse moyenne des vents et la lumière du soleil. Par conséquent, une turbine ou les panneaux solaires fonctionneront pendant de longues périodes à des puissances de sortie inférieures à la puissance nominale. D'autres facteurs peuvent également influencer sur le facteur d'utilisation mais ils sont généralement beaucoup moins importants. Par exemple, l'entretien annuel courrant réduira le nombre d'heures pendant lesquelles le matériel peut être utilisé à des fins de production. Par ailleurs, la défaillance du matériel peut entraîner des arrêts imprévus de la production.

En général, les projets hydroélectriques ont des facteurs d'utilisation variant de 40 % à 70 %, les projets éoliens ont des facteurs d'utilisation variant de 25 % à 40 % en fonction des divers facteurs propres aux sites, et les projets solaires PV ont des facteurs d'utilisation variant de quelques points de pourcentage pour une technologie à couche mince fixe à plus de 20 % pour les modules monocristallins munis d'un système de suivi à deux axes.

ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL

La société fait principalement affaire dans le secteur de l'énergie au Canada et est tributaire de l'offre et de la demande d'électricité dans les provinces où elle fait affaire, soit le Québec, la Colombie-Britannique et l'Ontario, de la disponibilité des lignes de transport et de la conjoncture économique générale au Canada et aux États-Unis. Au sein de ce secteur, la société subit la concurrence de grands services publics, des producteurs d'électricité par l'entremise du charbon, du nucléaire, du pétrole et du gaz naturel, d'autres producteurs d'électricité indépendants et d'autres institutions comme les fonds de gestion de placements. Le prix du marché pour le gaz naturel et d'autres marchandises sont des moteurs importants dans la tarification de l'énergie et sont en concurrence avec le marché de l'énergie renouvelable. La société dépend de la vente de son électricité aux services publics détenus par les provinces au moyen de CAÉ à long terme qui sont généralement octroyés aux termes d'un processus de demande

de propositions ou une acquisition pouvant attirer des offres provenant de divers concurrents de la société. La société gère le risque que pose cet environnement concurrentiel grâce à son processus de planification stratégique annuel et continu. En outre, le portefeuille de projets géographiquement diversifié de la société, sa stratégie axée sur les projets renouvelables à faible incidence et le maintien principalement d'un portefeuille à long terme de contrats d'achat d'électricité à prix fixe, ses antécédents et l'expérience de son équipe de direction limitent ce risque.

DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE

La société ne croit pas dépendre en grande partie d'une seule entente contractuelle. Cependant, la société a relevé trois clients importants dont les ventes, aux termes de ses divers CAÉ, représentent plus de 10% de ses revenus 2013 de 198,3 M\$ (176,7 M\$ en 2012) :

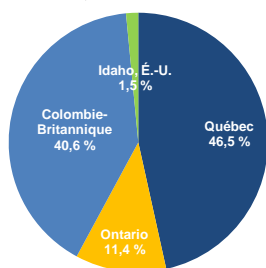
Clients majeurs	Note de crédit de Standard & Poor's	Secteur	Revenus pour l'exercice terminé	
			31 décembre 2013 M\$	31 décembre 2012 M\$
British-Columbia Hydro and Power authority	AAA	Production hydroélectrique	72,3	73,8
Hydro-Québec	A+	Production hydroélectrique et éolienne	86,9	69,6
Hydro One Inc. et les sociétés membres de son groupe	A+	Production hydroélectrique et solaire	22,2	15,9

CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE

L'industrie de l'énergie renouvelable est saisonnière en raison de la dépendance de l'industrie envers les conditions météorologiques pour la disponibilité des ressources en eau, éoliennes et la lumière du soleil pour la production d'électricité. La société a réduit les effets du caractère saisonnier de l'industrie par la diversité géographique de ses installations et projets (soit les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique et d'Ontario ainsi que l'État de l'Idaho). Ces centrales et projets offrent également un mélange de ressources énergétiques, fournissant une plus grande diversification et réduisant ainsi la dépendance de la société envers une seule ressource et une seule région donnée.

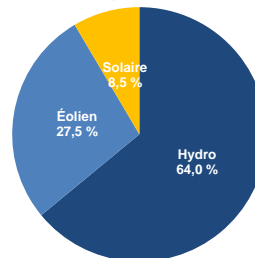
Diversification par région

Basé sur les produits consolidés de 2013 de 198,3 millions de dollars



Diversification par source d'énergie

Basé sur les produits consolidés de 2013 de 198,3 millions de dollars



Le secteur de l'énergie renouvelable est aussi, par nature, cyclique en raison du degré élevé de corrélation entre la demande en électricité et les conditions économiques générales. La société a réduit son exposition au caractère cyclique de l'industrie en raison du fait qu'elle a conclu des CAÉ d'une durée de 20 ans ou plus par rapport à l'ensemble de ses projets en développement. En outre, la moyenne pondérée du solde de durée des CAÉ pour les installations en exploitation de la société était de 20,2 ans au 28 mars 2014, réduisant ainsi l'exposition de la société aux variations de la demande et du prix de l'électricité.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ

VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE

Au 31 décembre 2013, la société comptait quatre secteurs isolables : i) la production d'énergie hydroélectrique, ii) la production d'énergie éolienne, (iii) la production d'énergie solaire et iv) l'aménagement de sites. Par l'entremise de ses secteurs de production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, la société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et son parc solaire en exploitation à des entreprises de services publiques. Par l'entremise de son secteur de développement de sites, la société analyse des sites potentiels et aménage des centrales hydroélectriques, solaires et des parcs éoliens jusqu'au stade de la mise en service.

Produits opérationnels de la société par secteurs isolables, excluant le secteur des aménagements de sites qui ne génèrent pas de produits opérationnels :

Secteurs isolables	Produits opérationnels 2013		Produits opérationnels 2012	
	000 \$	% du total des produits	000 \$	% du total des produits
Production d'énergie hydroélectrique	126 932	64%	119 421	67%
Production d'énergie éolienne	54 499	28%	45 558	26%
Production d'énergie solaire	16 828	8%	11 676	7%

PORTEFEUILLE D'ACTIFS

Le portefeuille de la société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie : i) les 32 installations qui ont été mises en service commercial (les « **installations en exploitation** »); ii) les 5 projets pour lesquels des CAÉ ont été obtenus et qui sont en construction ou pour lesquels des dates de mise en service commercial sont prévues (les « **projets en développement** »); et iii) les nombreux projets pour lesquels certains droits d'utilisation des terrains ont été obtenus, pour lesquels une demande de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise aux termes d'une DDP ou pourrait être soumise dans le cadre du programme d'offre standard (« **POS** ») ou du programme TRG de l'Ontario (les « **projets potentiels** »).

La société prévoit continuer à détenir et à exploiter ses projets en développement et projets potentiels au fur et à mesure qu'ils deviennent opérationnels.

La puissance nette de la société, pondérée en fonction de ses participations, représente 209,9 MW de la puissance brute de 320,5 MW de ses projets en développement et environ 2 900 MW de la puissance brute de 3 125 MW de ses projets potentiels.

La société collabore souvent avec un partenaire stratégique lorsqu'elle soumet des projets en réponse à une demande de propositions. Dans un tel cas, la société et le partenaire stratégique partagent généralement la propriété de ces projets. Certains de nos partenaires stratégiques actuels sont :

- Bande indienne de Kanaka Bar : propriétaire de 50 % de la centrale Kwoiek Creek
- Ledcor Power Group Ltd. (« **Ledcor** »): propriétaire de 33,3 % de la centrale Fitzsimmons Creek, des projets en développement Boulder Creek et Upper Lillooet River et de divers autres projets potentiels de Creek Power
- Les trois Communautés Mi'gmaq du Québec: propriétaire de 50% du projet Mesgi'g Uguj's'n (MU)
- Ojibways de la Première Nation de Pic River : propriétaire de 51 % de la centrale Umbata Falls
- Municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup : propriétaire de 50 % du parc éolien Viger-Denonville
- Première Nation Saik'Uz : pour un projet potentiel de développement d'un parc éolien à Nulki Hills près de Vanderhoof, en Colombie-Britannique
- TransCanada Energy Ltd. (« **TransCanada** ») : copropriétaire indivis de 62 % des parcs éoliens Cartier.

INSTALLATIONS EN EXPLOITATION

Nos installations en exploitation sont situées dans quatre marchés régionaux dans les provinces de la Colombie-Britannique, l'Ontario et le Québec et dans l'État de l'Idaho. Dans chacun de ces marchés régionaux, les seuls acheteurs d'électricité pour toute l'énergie produite par la société sont respectivement : BC Hydro, Hydro One Inc. et les sociétés membres de son groupe, Hydro-Québec et Idaho Power Company qui sont tous des cocontractants de premier ordre. La société détient la propriété exclusive de 16 installations en exploitation. Toutes les autres installations sont détenues par l'intermédiaire de diverses entreprises avec des partenaires stratégiques ou des investisseurs. Le tableau à droite indique la puissance nette et brute des installations en exploitation de la société.

Installations en exploitation	
Hydroélectrique	
Puissance Brute	516,5 MW
Puissance Nette	402,4 MW
Éolien	
Puissance Brute	614,1 MW
Puissance Nette	236,3 MW
Solaire	
Puissance Brute	33,2 MW
Puissance Nette	33,2 MW
Total:	
Puissance Brute	1 163,8 MW
Puissance Nette	671,9 MW

La puissance nette représente la part proportionnelle de la puissance totale imputable à Innergex, en fonction de sa participation dans ces installations. Toutes les installations en exploitation sont exploitées en vertu de CAÉ à prix fixe conclus à long terme avec des cocontractants de premier ordre, à l'exception du CAÉ Miller Creek dont le prix est fondé sur l'indice de prix Platts Mid-C.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN EXPLOITATION

La société détient des participations dans 25 centrales hydroélectriques en exploitation totalisant une puissance installée nette de 402,4 MW (puissance brute de 516,5 MW) dont 8 sont situées dans la province de Québec, 3 en Ontario, 13 en Colombie-Britannique et une dans l'État de l'Idaho. Elles ont entièrement automatisées et peuvent être exploitées localement ou à distance.

Centrales hydroélectriques situées au Québec

Les 8 installations de production hydroélectrique au fil de l'eau de la société situées au Québec ont une puissance installée de 106,1 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant :

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES AU QUÉBEC							
Nom des centrales	Puissance Brute (MW)	Participations	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Date de la mise en service commercial	Durée initiale du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2013 ⁽¹⁾ (\$ par MWh)
Saint-Paulin	8	100 %	41 082	1994	20	2014	80,91 ⁽²⁾
Windsor	5,5	100 %	31 000	1996	20	2016	90,84
Chaudière	24	100 %	116 651	1999	20	2019	95,66
Montmagny	2,1	100 %	8 000	1996	25	2021	80,43
Portneuf - 1	8	100 %	40 822	1996	25	2021	80,92
Portneuf - 2	9,9	100 %	68 496	1996	25	2021	80,92
Portneuf - 3	8	100 %	42 379	1996	25	2021	80,92
Magpie	40,6	99,996%	185 000	2007	25	2032	56,84 ⁽³⁾
Total :	106,1		464 934				

- 1) Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est fondé sur une formule énoncée dont le prix de base est indiqué dans chaque CAÉ et qui est rajusté annuellement en fonction du taux d'inflation de l'indice des prix à la consommation pour le Canada (« IPC »), sous réserve d'une augmentation minimale de 3% par an et d'une augmentation maximale de 6% par an, sauf celui de la centrale Magpie qui est rajusté annuellement au taux de 1% et pour le renouvellement de la centrale Saint-Paulin pour laquelle une discussion doit avoir lieu avec Hydro-Québec.
- 2) À partir de novembre 2014, des discussions devraient avoir lieu avec Hydro-Québec concernant le prix de l'électricité pour le renouvellement de la centrale Saint-Paulin.
- 3) La centrale Magpie est certifiée ÉcoLogo et est admissible à l'initiative écoÉnergie du gouvernement fédérale pour l'énergie renouvelable prévoyant un paiement incitatif de 10 \$ le MWh pour les dix premières années d'exploitation (« initiative écoÉnergie »), qui est inclus dans le prix.

Emplacement, droits d'utilisation des sites et de l'eau et information additionnelle

La centrale Saint-Paulin

- La centrale est située sur une terre publique dans la municipalité de Saint-Paulin, le site est soumis à un bail superficiaire venant à échéance en novembre 2014 et qui a été renouvelé pour une période additionnelle venant à échéance en 2034. À l'expiration de ce bail, la centrale Saint-Paulin et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du détenteur bénéficiaire du site.
- La durée initiale du CAÉ de la centrale Saint-Paulin expire en 2014 et un avis de renouvellement automatique allant jusqu'en 2034 a été envoyé à Hydro-Québec.

La centrale Windsor

- La centrale est située sur une terre privée sur la rivière St-François, près de la ville de Windsor, le site et les forces hydrauliques sont soumis à un bail emphytéotique venant à échéance en 2036. Lors de l'expiration du bail emphytéotique, la centrale Windsor et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du propriétaire du site.
- Lors de l'expiration en 2016 de sa durée initiale, le CAÉ peut être renouvelé pour une autre période de 20 ans.

La centrale Chaudière

- La centrale est partiellement située sur une terre détenue par la société et sur une terre publique sur la rivière Chaudière dans la ville de Lévis. La partie du site située sur une terre publique est soumise à un bail venant à échéance en 2019.
- Le bail et le CAÉ de la centrale Chaudière peuvent être renouvelés pour une autre période n'excédant pas 20 ans.

La centrale Montmagny

- La centrale est située principalement sur une terre privée détenue par la société sur la rivière du Sud dans la ville de Montmagny.
- Les forces hydrauliques et une portion du lit de la rivière sont soumis à un bail venant à échéance en 2018 et peut être renouvelé pour une période additionnelle de 20 ans.
- Le CAÉ de la centrale Montmagny est renouvelable pour une autre période n'excédant pas 25 ans.

Les trois centrales Portneuf

- Les centrales sont situées sur une terre privée sur la rivière Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf et Saint-Paul-du-Nord-Sault-au-Mouton dans la seigneurie des Mille-Vaches, elles sont soumises à un bail emphytéotique venant à échéance en décembre 2025 qui peut être renouvelé pour une période additionnelle de 25 ans. À l'expiration ou la résiliation du bail emphytéotique, les centrales Portneuf et les autres améliorations construits sur le site deviendront la propriété du locateur.
- Le CAÉ des centrales Portneuf peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 25 ans.

La centrale Magpie

- La centrale est située sur des terres publiques sur la rivière Magpie, dans la municipalité régionale de comté de Minganie (la « **MRC de Minganie** »), elle est soumise à un bail venant à échéance en 2032 et qui peut être renouvelé pour une période additionnelle de 25 ans.
- À l'expiration de ce bail, la centrale Magpie et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du ministre délégué aux Ressources naturelles et à la Faune et du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, à moins qu'ils ne renoncent à ce droit.
- La MRC de Minganie détient 30% des parts avec droit de vote et 0,004% des parts ordinaires de Société en commandite Magpie, ainsi qu'une débenture convertible portant des intérêts qui donne le droit à la MRC de Minganie d'obtenir une participation de 30% dans la centrale Magpie lors de la conversion de la débenture au plus tard le 1^{er} janvier 2025.

Centrales hydroélectriques situées en Ontario

La société détient des intérêts dans trois centrales hydroélectriques au fil de l'eau situées en Ontario totalisant une puissance globale de 36 MW.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES EN ONTARIO							
Nom des centrales	Puissance Brute (MW)	Participations	Production moyenne à long terme estimative ⁽¹⁾ (MWh)	Date de la mise en service commercial	Durée initiale du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2013 ⁽²⁾ (\$ par MWh)
Glen Miller	8	100 %	41 606	2005	20	2025	67,93
Umbata Falls	23	49 %	53 461	2008	20	2028	78,02 ⁽³⁾
Batawa	5	100 %	32 938	1999	30	2029	68,65
Total:	36		128 005				

1) Intérêts nets rajustés conformément aux règles de comptabilisation des produits aux termes des IFRS.

2) Le prix de l'électricité livrée payable par l'OÉO ou les sociétés membres de son groupe est fondé sur une formule dont le prix de base est indiqué dans chaque CAÉ et qui est rajusté annuellement en fonction d'une formule fondée sur une portion du taux d'inflation de l'IPC.

3) La centrale Umbata Falls est certifiée ÉcoLogo et est admissible à l'initiative écoÉnergie prévoyant un paiement incitatif de 10 \$ le MWh pour les dix premières années d'exploitation, qui est inclus dans le prix.

Emplacement, droits d'utilisation des sites et de l'eau et information additionnelle

La centrale Glen Miller

- La centrale est principalement située sur une terre privée sur la rivière Trent dans la ville de Trenton.
- Elle est soumise à un bail venant à échéance en 2035 et comportant une option de prolongation de 15 ans. Pour l'autre partie du site, la société détient des permis d'occupation et la permission d'empiéter.
- Aucun bail de forces hydrauliques n'est exigé pour ce site.
- À l'expiration du bail, la centrale Glen Miller sera transférée au locateur sans autre contrepartie.

La centrale Umbata Falls

- La centrale est située sur une terre publique sur la rivière White près de la ville de Marathon.
- Elle est soumise à un bail venant à échéance le 31 juillet 2038 et détient un permis de production d'électricité et un permis pour prendre de l'eau à des fins de stockage pour la production d'énergie.
- La centrale Umbata Falls est détenue par Umbata Falls L.P., dont 49% du capital est détenu en propriété indirecte par la société et 51% est détenue par les Ojibways de la Première Nation de Pic River. Conformément à une convention de gestion, la société fournit des services de gestion pour la centrale Umbata Falls.
- 25 ans après la mise en service commercial, Umbata Falls LP sera dissoute et ses biens et actifs seront transférés aux Ojibways de la Première Nation de Pic River.

La centrale Batawa

- La centrale est située sur une terre publique sur la voie navigable Trent-Severn près de Trenton.
- Elle est soumise à un permis d'occuper un terrain venant à échéance à l'expiration du CAÉ de la centrale Batawa, qui peut être renouvelé à des conditions devant être fixées et détient un permis d'occupation du terrain et d'utilisation du surplus d'eau venant à échéance en 2030.
- Après la fin de sa durée initiale, le CAÉ de la centrale Batawa restera valide jusqu'au préavis de résiliation d'un an.

Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique

La société détient des participations dans 13 centrales hydroélectriques au fil de l'eau en Colombie-Britannique totalisant une puissance combinée installée de 364,9 MW dont six installations sont détenues en propriété exclusive par la société. La participation dans les autres installations est détenue par diverses entreprises.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Nom des centrales	Puissance Brute (MW)	Participations	Production moyenne à long terme estimative ⁽¹⁾ (MWh)	Date de la mise en service commercial	Durée initiale du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2013 ⁽²⁾⁽³⁾ (\$ par MWh)
Brown Lake	7,2	100 %	51 800	1996	20	2016	73,55
Miller Creek	33	100 %	102 795	2003	20	2023	32,85
Rutherford Creek	49,9	100 %	180 000	2004	20	2024	56,94
Ashlu Creek	49,9	100 %	265 000	2009	40	2039	68,55
Douglas Creek	27	50,0024 %	92 610	2009	40	2049	88,68
Fire Creek	23	50,0024 %	94 175	2009	40	2049	89,36
Lamont Creek	27	50,0024 %	105 173	2009	40	2049	89,15
Stokke Creek	22	50,0024 %	87 991	2009	40	2049	89,46
Tipella Creek	18	50,0024 %	69 942	2009	40	2049	89,47
Upper Stave River	33	50,0024 %	144 406	2009	40	2049	89,79
Fitzsimmons Creek	7,5	66,7 %	33 000	2010	40	2050	89,61
Kwoiek Creek	49,9	50%	223 000	_(4)	40	_(4)	-
Northwest Stave River	17,5	100%	63 300	2013	40	2053	-
Total :	364,9				1 508 297		

1) Intérêts nets rajustés conformément aux règles de comptabilisation des produits aux termes des IFRS.

2) Le prix de l'électricité livrée payable par BC Hydro est fixé dans chaque CAÉ et est rajusté annuellement en fonction d'une formule fondée sur une portion du taux d'inflation de l'IPC, à l'exception du CAÉ de la centrale Miller Creek qui est fondé sur une formule utilisant les indices de prix Platts Mid-C.

3) Les centrales hydroélectriques Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek, Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave Creek sont certifiées ÉcoLogo et sont admissibles à l'initiative écoÉnergie prévoyant un paiement incitatif de 10 \$ le MWh pour les dix premières années d'exploitation.

4) À la date de la présente notice annuelle, la mise en service commercial de cette centrale n'a pas été encore atteinte. Bien que l'exploitation de la centrale ait commencé en décembre 2013, la société et BC Hydro ont modifié le CAÉ et cette modification est soumise à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission. Une fois l'approbation obtenue, BC Hydro a accepté d'émettre le certificat de la mise en service commercial, avec prise d'effet de la mise en service commercial à compter du 1^{er} janvier 2014.

Emplacement, droits d'utilisation des sites et de l'eau et information additionnelle

Droits d'utilisation de l'eau : En Colombie-Britannique, les droits d'utilisation de l'eau pour exploiter des centrales de production d'énergie hydraulique sont principalement accordés en vertu de permis conditionnels d'utilisation des eaux émis par le Minister of Forest, Land and Natural Resources Operations pour le propriétaire véritable du terrain, en vertu de la loi intitulée *Water Act* (Colombie-Britannique), pour une durée généralement en conformité avec le CAÉ.

La centrale Brown Lake

- La centrale est située sur la rivière Ecstall près de Prince Rupert.
- La centrale est située sur une terre privée détenue par Brown Miller Power GP inc. et les droits de passage prévus par la loi ont été obtenus à l'égard de la portion restante de la centrale.
- Après la fin de sa durée initiale, le CAÉ de la centrale Brown Lake restera valide jusqu'à la fin d'un avis de résiliation de 6 mois.

La centrale Miller Creek

- La centrale est située sur une terre publique sur Miller Creek près de Pemberton.
- Elle est assujettie à un bail venant à échéance en janvier 2038 et à des droits de passage prévus par la loi.

- Le CAÉ est soumis à deux options de renouvellement de cinq années consécutives, le prix d'achat pour l'électricité produite par la centrale Miller Creek est fondé sur une formule faisant appel à l'indice de prix Platts Mid-C.

La centrale Rutherford Creek

- La centrale est située sur une terre publique sur Rutherford Creek près de Pemberton.
- Elle est soumise à un bail venant à échéance en octobre 2035 et à des droits de passage prévus par la loi.

La centrale Ashlu Creek

- La centrale est principalement située sur une terre publique sur Ashlu Creek près de Squamish.
- Elle est soumise à un bail venant à échéance en novembre 2039 et à des droits de passage prévus par la loi.
- 40 ans après la mise en service commercial, les actifs de la centrale Ashlu Creek seront transférés à la Première Nation Squamish moyennant un prix nominal.

La centrale Douglas Creek

- La centrale est située près de la confluence de Douglas Creek avec Little Harrison Lake, principalement sur des terres réservés de la Première Nation Douglas (« **PND** ») et elle est soumise à deux sous-baux et à des droits de passage prévus par la loi.
- Un sous-bail venant à échéance en mai 2067 et l'autre en 2104.
- Au 60^{ème} anniversaire de la mise en service commercial de la centrale Douglas Creek, la participation dans celle-ci sera transférée à la PND sans autre contrepartie.

La centrale Fire Creek

- La centrale est située sur une terre publique près de la confluence de Fire Creek et Lillooet Creek, les droits fonciers ont été obtenus par une concession publique venant à échéance en 2051 et des droits de passage prévus par la loi.

La centrale Lamont Creek

- La centrale est située sur une terre publique près de la confluence de Lamont Creek et Stave River, elle est soumise à une concession publique venant à échéance en 2051 et des droits de passage prévus par la loi.

La centrale Stokke Creek

- La centrale est située sur une terre publique près de la confluence de Stokke Creek et Harrison Lake, elle est soumise à une concession publique venant à échéance en 2051 et des droits de passage prévus par la loi.

La centrale Tipella Creek

- La centrale est située sur une terre publique près de la confluence de Tipella Creek avec Harrison Creek, elle est soumise à une concession publique venant à échéance en 2051 et des droits de passage prévus par la loi.
- Au 60^{ème} anniversaire de la mise en service commercial de la centrale Tipella Creek, la participation dans celle-ci sera transférée à la PND sans autre contrepartie.

La centrale Upper Stave River

- La centrale est située sur une terre publique sur la Stave River, elle est soumise à un bail venant à échéance en 2052 et des droits de passage prévus par la loi.

La société est propriétaire d'une participation de 50,0024 % dans les centrales en exploitation Harrison par la propriété de 50,0024 % des parts de société en commandite de Harrison Hydro Limited Partnership (« **HHLP** »), et de la propriété de 50 % des actions de Cloudworks Holdings Inc. (« **CHI** »), l'actionnaire unique d'Harrison Hydro Inc., le commandité de HHLP. Le solde des parts de société en commandite de HHLP appartient à CC&L Harrison Hydro Project Limited Partnership (« **CC&L** ») (34,9981 %), LPF (Surfside) Development L.P. (14,9985 %) et CHI (0,01%). Le solde des actions de CHI (50 %) appartient à au commandité de CC&L. La totalité des six centrales en exploitation Harrison sont connectées au réseau de transport de haute tension de BC Hydro grâce à une sous-station en propriété partagée située près de la sous-station Upper Harrison Terminal (« **UHT** »). La centrale Northwest Stave River est aussi connectée au UHT en vertu d'une convention d'interconnexion conclue entre Northwest Stave River et les six centrales en exploitation Harrison et d'autres parties liées.

La centrale Fitzsimmons Creek

- La centrale est située sur une terre publique sur Fitzsimmons Creek dans la municipalité de villégiature de Whistler, elle est soumise à un bail venant à échéance en 2050.

- La centrale appartient à Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership qui est détenue indirectement par la société à 66,7% et par Ledcor à 33,3%.

La centrale Kwoiek Creek

- La centrale est principalement située sur la réserve de la Bande indienne de Kanaka Bar connue sous le nom de réserve indienne de Whyeek numéro 4. Un bail a été conclu entre Kwoiek Creek Resources inc. et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien pour ces terrains et a été sous-loué à Kwoiek Creek Resources inc. pour une durée qui expire en 2051.
- 40 ans après la mise en service commercial, Kwoiek Creek Resources inc. aura le droit d'acheter la participation de la société dans la centrale Kwoiek Creek pour un prix nominal.
- La centrale est détenue en propriété par Kwoiek Creek Resources LP, dont le commandité est Kwoiek Creek Resources GP Inc. Kwoiek Creek Resources Inc. (société détenue en propriété exclusive et contrôlée par la Bande indienne de Kanaka Bar) et une filiale de la société détiennent respectivement 50 % des parts de société en commandite de Kwoiek Creek Resources LP et 50 % des participations de Kwoiek Creek Resources GP Inc.

La centrale Northwest Stave River

- La centrale est située sur une terre publique près de Mission, elle est soumise à divers permis d'occupation en vertu de la loi intitulée *Land Act* (Colombie-Britannique) et des droits de passage prévus par la loi.
- Après la mise en service commercial, les permis d'occupation seront remplacés par des baux à long terme d'une durée équivalente à celle du CAÉ.

Centrale hydroélectrique située dans l'état de l'Idaho, États-Unis

CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE SITUÉE DANS L'ÉTAT DE L'IDAHO, ÉTATS-UNIS							
Nom de la centrale	Puissance Brute (MW)	Participations	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Date de la mise en service commercial	Durée initiale du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2013 ⁽¹⁾ (\$ par MWh)
Horseshoe Bend	9,5	100 %	46 800	1995	35	2030	71,82

1) Le prix de l'électricité livrée payable par Idaho Power Company est fixé dans le CAÉ et est rajusté en fonction d'une formule qui y est prévus.

La centrale Horseshoe Bend

- La centrale est située sur Payette River dans la ville de Horseshoe Bend sur une terre privée détenue par Horseshoe Bend Hydroelectric Company.
- Les droits d'utilisation d'eau sont autorisés par Idaho Department of Water Resources et sont soumis à un examen le ou après le 21 mai 2036.
- Le prix d'électricité payable par Idaho Power Company est rajusté selon une formule prévué dans le CAÉ Horseshoe Bend.

PARCS ÉOLIENS EN EXPLOITATION

Parcs éoliens situés au Québec

La société détient des participations dans six parcs éoliens situés au Québec d'une puissance installée nette globale de 236,3 MW (puissance brute de 614,1 MW).

PARCS ÉOLIENS SITUÉS AU QUÉBEC							
Nom des parcs éoliens	Puissance Brute (MW)	Participations	Production moyenne à long terme estimative ⁽¹⁾ (MWh)	Date de la mise en service commercial	Durée initiale du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ ⁽²⁾	Prix moyen de l'électricité en 2013 ⁽³⁾ (\$ par MWh)
Baie-des-Sables	109,5	38 %	113 360	2006	20	2026	86,98
L'Anse-à-Valleau	100,5	38 %	113 240	2007	20	2027	86,91
Carleton	109,5	38 %	129 398	2008	20	2028	88,98

PARCS ÉOLIENS SITUÉS AU QUÉBEC

Nom des parcs éoliens	Puissance Brute (MW)	Participations	Production moyenne à long terme estimative ⁽¹⁾ (MWh)	Date de la mise en service commercial	Durée initiale du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ ⁽²⁾	Prix moyen de l'électricité en 2013 ⁽³⁾ (\$ par MWh)
Montagne Sèche	58,5	38 %	73 492	2011	20	2031	73,58
Gros-Morne	211,5	38 %	247 000	2011 2012 ⁽⁴⁾	21	2032	69,56
Viger-Denonville	24,6	50%	72 400	2013	20	2033	148,50
Total:	614,1		464 934				

1) Intérêts nets rajustés conformément aux règles de comptabilisation des produits aux termes des IFRS, à l'exception de Viger-Denonville.

2) Les CAÉ des six parcs éoliens ne sont pas renouvelables.

3) Le prix payable par Hydro-Québec en vertu de chacun des CAÉ des six parcs éoliens est fixé et calculé en fonction de leurs conditions respectives avec une formule d'augmentation annuelle fondée sur une portion de l'IPC. Les parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton sont certifiés ÉcoLogo et sont admissibles à l'initiative écoÉnergie prévoyant un paiement incitatif de 10 \$ le MWh pour les dix premières années d'exploitation. Pour les parcs éolien Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton, Hydro-Québec a le droit, en vertu du CAÉ, de recevoir 75% des paiements incitatifs totaux que ces parcs éoliens reçoivent en vertu de l'initiative écoÉnergie ou tout programme similaire. Le prix moyen de l'électricité comprend le paiement incitatif net du versement à Hydro-Québec.

4) La construction du parc éolien Gros-Morne a été réalisée en deux phases. La phase I pour un total de 100,5 MW a été mise en service commercial en 2011 et la phase II pour un total de 111 MW en 2012.

Parc éolien Baie-des-Sables

- Le parc est situé sur des sites privés dans Baie-des-Sables et Métis-sur-Mer et est soumis à des droits de propriété superficielle et à des servitudes.

Parc éolien L'Anse-à-Valleau

- Le parc est situé à L'Anse-à-Valleau au sein de la municipalité de Gaspé, une partie de ce parc éolien se trouve sur des sites privés soumis à des droits de propriété superficielle et des servitudes et le parc éolien est principalement situé sur des terres publiques avec des baux à long terme venant à échéance en novembre 2028 et qui peuvent être renouvelés.

Parc éolien Carleton

- Le parc est situé à Carleton-sur-Mer dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure sur une terre publique et fait l'objet de baux à long terme venant à échéance en décembre 2029 et qui peuvent être renouvelés.

Parc éolien Montagne Sèche

- Le parc est situé dans le canton de Cloridorme et de Petite-Vallée sur une terre publique et fait l'objet de baux à long terme venant à échéance en décembre 2032 qui peuvent être renouvelés.

Parc éolien Gros-Morne

- Le parc est situé à Saint-Maxime-du-Mont-Louis et Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine. La plus grande partie du parc est située sur une terre publique et fait l'objet d'un bail venant à échéance en décembre 2033 qui peut être renouvelé.

La société et TransCanada sont respectivement propriétaires, par l'entremise de sociétés à but unique, à titre de copropriétaires indivis, de 38 % et de 62 % i) du parc éolien Carleton; ii) du parc éolien L'Anse-à-Valleau; iii) du parc éolien Baie-des-Sables; iv) du parc éolien Montagne Sèche; et v) du parc éolien Gros-Morne (collectivement, les « **parcs éoliens Cartier** »). L'exploitation et l'entretien de chacun des parcs éoliens Cartier est assurée par des entités détenues à parts égales par la société et TransCanada après la fin de chacune des conventions de services avec le fournisseur de turbines.

Parc éolien Viger-Denonville

- Le parc est situé sur une terre privée dans les municipalités de St-Paul-de-la-Croix et Saint-Épiphane, il est soumis à des droits de propriété superficielle et à des servitudes.
- La société et la municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup détiennent chacune une participation de 50 % dans le parc éolien Viger-Denonville.

PARC SOLAIRE EN EXPLOITATION

Parc solaire situé en Ontario

PARC SOLAIRE SITUÉ EN ONTARIO							
Nom du parc solaire	Puissance Brute (MW)	Participations	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Date de la mise en service commercial	Durée initiale du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2013 (\$ par MWh)
Stardale	33,2	100%	38 716	2012	20	2032	420

Parc solaire Stardale

- Le parc est situé sur une terre privée appartenant à Stardale Solar LP dans le canton de Hawkesbury Est.
- Toute l'électricité, qui sera livrée par le parc solaire Stardale, est vendue en vertu de trois contrats CAÉ conclus avec l'OÉO ayant une durée venant à échéance en 2032.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

À la date de la présente notice annuelle, la société détenait des participations dans 5 projets dont la mise en service commercial est prévue entre 2015 et 2016. Les projets en développement représentent une puissance installée potentielle nette totale de 209,9 MW (puissance brute de 320,5 MW). Tous les projets en développement sont présentés dans le tableau suivant et plus amplement décrits ci-après :

Province	Projets	Puissance installée brute prévue (MW)	Participations	Coûts de construction estimatifs ⁽¹⁾ (M \$)	Acheteur d'électricité	Production moyenne à long terme brute estimative (MWh)	Date prévue de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)
Projets hydroélectriques								
C.-B.	Boulder Creek ⁽²⁾	25,3	66.7 %	119,2 ⁽³⁾	BC Hydro	92 500	2016	40
C.-B.	Upper Lillooet River ⁽²⁾	81,4	66.7 %	315 ⁽³⁾	BC Hydro	334 000	2016	40
C.-B.	Tretheway Creek	23,2	100 %	111,5	BC Hydro	81 900	2015	40
C.-B.	Big Silver Creek	40,6	100 %	216 ⁽⁴⁾	BC Hydro	139 800	2016	40
Sous-total :		170,5				648 200		
Projet éolien								
Québec	Mesgi'g Ujju's'n (MU)	150	50 %	365	Hydro-Québec	515 000	2016	20
Total :		320,5				1 163 200		

- Cette information est destinée à informer le lecteur de l'impact potentiel des projets sur les résultats de la société. Les résultats réels peuvent différer. Voir « Mise en garde au sujet des énoncés prospectifs ».
- Le 27 mars 2014, la Société a annoncé qu'elle a conclu une entente avec BC Hydro concernant les changements à la configuration des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek et d'annuler le projet North Creek. Le projet North Creek est maintenant considéré comme faisant partie du portefeuille de projets potentiels.
- Les coûts estimés de ces projets ont été rajustés pour tenir compte d'une réaffectation des dépenses entre les deux projets.
- Le coût estimé de ce projet a été augmenté, au début de 2014, de 191,8 M\$ à 216 M\$ pour tenir compte des pressions inflationnistes sur les coûts de construction en Colombie-Britannique.

PROJETS HYDROÉLECTRIQUES EN DÉVELOPPEMENT

Projet Boulder Creek (C.-B. - participation de 66,7 %)

Description

Le projet Boulder Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau appartenant à par Boulder Creek Power Limited Partnership (« **Boulder Creek SEC** ») d'une puissance installée potentielle de 25,3 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 92 500 MWh (le « **projet Boulder Creek** »). Il est situé sur Boulder Creek dans le bassin hydrographique de Lillooet River près de Pemberton, en Colombie-Britannique.

La centrale Boulder Creek détournera partiellement l'eau du ruisseau, au moyen d'une prise d'eau menant à un tunnel en pente de 2,9 kilomètre (« **km** ») incluant un revêtement d'acier de 450 m suivi d'une conduite forcée à pression enfouie de 50 m de longueur allant aux deux turbines de type Pelton à axe vertical de 12,7 MW et à l'équipement de production de la centrale. La centrale contiendra également tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, et à la commutation et aux communications.

Des études d'interconnexion préliminaires indiquent que le mode privilégié pour la livraison de l'électricité serait une ligne de transport de 230 kilovolt (« **kV** ») de British Columbia Transmission Corporation (« **BCTC** ») au sud de Pemberton. La ligne de transport envisagée aurait une longueur de 1 kilomètre et serait reliée à la ligne de 230 kV construite pour le projet Upper Lillooet River.

La construction du projet Boulder Creek a commencé en 2013 et la mise en service commercial devrait commencer en 2016 mais pas avant le 1^{er} juillet 2016.

40 ans après la mise en service commercial du projet Boulder Creek, Boulder Creek SEC transférera 40% de la participation dans le projet à la Bande indienne de Mount Currie sans autre contrepartie.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Un permis d'occupation des terrains situés dans la zone du projet, un permis d'utilisation des eaux et tous les permis nécessaires pour la construction du projet ont été obtenus. Au moment de l'achèvement du projet, Boulder Creek SEC louera la superficie de terrain au-dessous de la centrale et obtiendra un droit de passage prévu par la loi à l'égard des terrains où se trouvent la sous-station, la conduite forcée, la prise d'eau et la ligne de transport. Le permis d'occupation sera révoqué dès l'obtention d'un bail et d'un droit de passage.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Boulder Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de la totalité de l'électricité qui sera produite par le projet Boulder Creek devant expirer 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ dans le cas où le projet Boulder Creek n'a pas atteint la mise en service commercial d'ici le 1^{er} juillet 2017, sous réserve de toute prolongation résultant d'une force majeure tel que prévu dans le CAÉ, ne dépassant pas 180 jours.

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1^{er} janvier de chaque année correspondant à l'IPC, excepté pour 2016, avant la mise en service commercial et, par la suite, une augmentation correspondant à 10 % de l'IPC. Aux termes du CAÉ, BC Hydro jouit de l'ensemble des droits, titres et intérêts dans quelque élément environnemental que le projet Boulder Creek peut recevoir.

Projet Upper Lillooet River (C.-B. - participation de 66,7 %)

Description

Le projet Upper Lillooet River est un projet hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée potentielle de 81,4 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 334 400 MWh (le « **projet Upper Lillooet River** »). Il est situé sur Lillooet River, un affluent du fleuve Fraser, environ 70 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

La centrale Upper Lillooet River détournera partiellement l'eau de la rivière, au moyen d'une prise d'eau directe dans une canalisation d'une longueur de 2,6 kilomètres suivie d'une conduite forcée à haute pression de 1 kilomètre jusqu'aux trois turbines de type Francis à axe horizontal de 24,5 MW et une plus petite turbine de 8 MWh et à l'équipement de production dans la centrale. La centrale contiendrait également tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, à la commutation et aux communications.

Des études d'interconnexion préliminaires indiquent que le mode privilégié pour la livraison de l'électricité serait une ligne de transport de 230 kV de BCTC au sud de Pemberton. La ligne de transport envisagée aurait une longueur de 72 kilomètres environ.

La construction du projet Upper Lillooet River a commencé en 2013 et la mise en service commercial devrait commencer en 2016.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Des permis d'occupation et tous les permis nécessaires pour la construction ont été obtenus en 2013. Au moment de l'achèvement du projet, Upper Lillooet River River Power Limited Partnership louerait la superficie de terrain au-dessous de la centrale et obtiendrait un droit de passage prévu par la loi à l'égard des terrains où se trouvent la sous-station, la conduite forcée, la prise d'eau et la ligne de transport. Le permis d'occupation serait révoqué dès l'obtention d'un bail et d'un droit de passage.

Le projet est situé sur les terres ancestrales de la Nation Lil'wat (bande indienne de Mount Currie). Le 13 décembre 2012, les parties ont signé une entente de participation.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Upper Lillooet River a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le projet Upper Lillooet River devant expirer 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si le projet Upper Lillooet River n'est pas mis en service commercial au plus tard le 1^{er} novembre 2017, sous réserve de toute prolongation d'au plus 180 jours en cas de force majeure conformément au CAÉ.

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1^{er} janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commercial et, par la suite, une augmentation correspondant à 10 % de l'IPC. Aux termes du CAÉ, BC Hydro jouit de l'ensemble des droits, titres et intérêts dans quelque élément environnemental que le projet Upper Lillooet River peut recevoir.

Projet Tretheway Creek (C.-B. – propriété exclusive)

Description

Le projet Tretheway Creek est un projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 23,2 MW et d'un rendement énergétique annuel estimatif de 81 900 MWh (le « **projet Tretheway Creek** »). Il est situé à environ 50 km au nord de Harrison Hot Springs (Colombie-Britannique). La construction du projet Tretheway Creek a commencé en 2013.

Le matériel de production, qui sera alimenté par une conduite forcée de 4605 m de long et un débit prévu de 11,4 m³ à la seconde, devrait être composé de deux turbines Pelton de 11,6 MW. Le projet Tretheway Creek devrait comprendre une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 8 km de long de la sous-station du projet jusqu'à la ligne de transport d'énergie existante de la centrale Tipella Creek.

Le projet Tretheway Creek appartient à Tretheway Creek Hydro Limited Partnership, dont le commandité est Tretheway Creek Hydro Inc., toutes deux appartenant en propriété exclusive à la société.

À l'expiration de la durée initiale du CAÉ, la société transférera 50% de sa participation dans le projet Tretheway Creek à la Bande indienne Chehalis.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Le permis d'utilisation des eaux conditionnel pour dévier et utiliser l'eau jusqu'à concurrence de 17 m³ à la seconde de Tretheway Creek, le permis d'occupation conditionnel et l'autorisation d'entreprendre les travaux de construction ont été obtenus en 2013. À l'achèvement du projet, le permis d'occupation sera converti en un bail pour la partie des terres se trouvant sous la centrale et en des droits de passage prévus par la loi ou des permis d'occupation à long terme pour la conduite forcée, le captage et la ligne de transport d'énergie.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Tretheway Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le projet Tretheway Creek devant expirer 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ dans le cas où le projet Tretheway Creek n'a pas atteint la mise en service commercial d'ici le 1^{er} décembre 2016, sous réserve de toute prolongation résultant d'une force majeure tel que prévu dans le CAÉ, ne dépassant pas 180 jours.

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1^{er} janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commercial et, par la suite, une augmentation correspondant à 50 % de l'IPC. Aux termes du CAÉ, BC Hydro jouit de l'ensemble des droits, titres et intérêts dans quelque élément environnemental que le projet Tretheway Creek peut recevoir.

Projet Big Silver Creek (C.-B. – propriété exclusive)

Description

Le projet Big Silver Creek qui est un projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 40,6 MW et d'un rendement énergétique annuel estimatif de 139 800 MWh (le « **projet Big Silver Creek** »). Il est situé au nord de Harrison Hot Springs (Colombie-Britannique). La construction du projet Big Silver Creek devrait commencer en 2014 et la mise en service commercial du projet devrait débuter en 2016.

Le matériel de production de Big Silver Creek, qui sera alimenté par un tunnel de 1808 m de long suivi d'une conduite forcée de 1340 m de long et un débit prévu de 42 m³ à la seconde, devrait être composé de quatre turbines Francis de 10,15 MW capables de produire une quantité annuelle estimative d'énergie de 139 800 MWh. Le projet Big Silver Creek comprendra une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 36 km de long de la sous-station du projet jusqu'à la ligne de transport d'énergie existante de la centrale Tipella Creek.

À l'expiration de la durée initiale du CAÉ, la société transférera 50% de sa participation dans le projet Big Silver Creek à la Bande indienne Chehalis.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Un permis d'utilisation des eaux conditionnel pour dévier et utiliser l'eau jusqu'à concurrence de 42 m³ à la seconde de Big Silver Creek a été obtenu en 2013 et tous permis restants nécessaires pour la construction du projet devraient être obtenus d'ici mars 2014. Le projet Big Silver Creek est situé sur des terres publiques et fait l'objet d'un permis d'occupation en vertu de la loi intitulée *Land Act* (Colombie-Britannique) pour une durée de cinq ans expirant le 6 août 2017. À l'achèvement du projet, les permis d'occupation seront convertis en des baux pour la partie des terres se trouvant sous les centrales et en des droits de passage prévus par la loi ou des permis d'occupation à long terme pour la conduite forcée, le captage et la ligne de transport d'énergie.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Big Silver Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le projet Big Silver Creek devant expirer 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ dans le cas où le projet Big Silver n'a pas atteint la mise en service commercial d'ici le 1^{er} novembre 2017, sous réserve de toute prolongation résultant d'une force majeure tel que prévu dans le CAÉ, ne dépassant pas 180 jours.

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1^{er} janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commercial et, par la suite, une augmentation correspondant à 50 % de l'IPC. Aux termes du CAÉ, BC Hydro jouit de l'ensemble des droits, titres et intérêts dans quelque élément environnemental que le projet Big Silver Creek peut recevoir.

PROJETS ÉOLIENS EN DÉVELOPPEMENT

Projet Mesgi'g Uguj's'n (MU) (QC – participation de 50 %)

Description

Le projet Mesgi'g Uguj's'n (MU) est un projet de parc éolien situé dans la municipalité régionale de comté d'Avignon, au Québec. Le projet Mesgi'g Uguj's'n (MU) a une puissance installée totale prévue de 150 MW et une moyenne brute à long terme estimative de 515 000 MWh. La construction du projet Mesgi'g Uguj's'n (MU) devrait commencer en 2015 et la mise en service commercial devrait commencer en 2016.

Le projet Mesgi'g Uguj's'n (MU) est détenu par Mesgi'g Uguj's'n (MU) SEC, son commandité est Parc éolien Mesgi'g Uguj's'n (MU) inc. La société et les trois communautés Mi'gmaq du Québec soit Gesgapegiag, Gespeg et Listuguj détiennent chacune une participation de 50 % dans le projet Mesgi'g Uguj's'n (MU).

Droits d'utilisation des sites

Le projet Mesgi'g Uguj's'n (MU) est situé sur des terres publiques.

Contrat d'achat d'électricité

Mesgi'g Uguj's'n (MU) SEC est partie à un CAÉ avec Hydro-Québec pour l'achat de la totalité de l'électricité produite par le projet Mesgi'g Uguj's'n (MU) qui a une durée de 20 ans à compter de début de la mise en service commercial du projet Mesgi'g Uguj's'n (MU) et est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important (le « **CAE Mesgi'g Uguj's'n (MU)** »). Le prix de vente de l'électricité établi par le CAÉ Mesgi'g Uguj's'n (MU) est de 0,1012 \$ par kWh en dollars de 2014, avec un rajustement annuel en fonction de 100% de l'IPC jusqu'au 1^{er} décembre 2016 et de 20% de l'IPC par la suite.

Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC est assujettie aux paiements de pénalité aux termes du CAÉ Mesgi'g Ugju's'n (MU) si le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) n'est pas mis en service commercial d'ici le 1^{er} décembre 2016, sous réserve de certains retards qui peuvent être causés par Hydro-Québec.

PROJETS POTENTIELS

Tous les projets potentiels, d'une puissance installée nette potentielle combinée de plus de 2 900 MW (puissance brute de 3 125 MW), en sont au stade préliminaire de développement. Certains projets potentiels seront soumis dans le cadre d'éventuelles DDP déterminées, tel que la DDP actuelle pour 450 MW au Québec ou POS, tandis que d'autres seront soumises dans le cadre d'une éventuelle DDP qui n'a pas encore été annoncée. Rien ne garantit qu'un projet potentiel sera réalisé.

Divers autres projets potentiels Creek Power (C.-B. - participation de 66,7 %)

En plus des trois projets soumis à BC Hydro en réponse à la DDP dans le cadre du Clean Power Call qui ont obtenu un CAÉ, soit les projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek, Creek Power détient les droits se rapportant à 7 autres projets potentiels dans la région sud-ouest de la Colombie-Britannique, pour lesquels la société évalue la puissance installée potentielle totale à plus de 78 MW. Certains de ces projets pourraient être réalisés aux termes du POS de BC Hydro.

Divers autres projets éoliens potentiels du Québec (Qc – participation de 50 à 100 %)

La société continue de développer des projets éoliens potentiels au Québec (les « **projets éoliens potentiels du Québec** ») pour lesquels la société évalue la puissance installée potentielle totale à 1 145 MW. Les projets éoliens potentiels du Québec comprennent les projets situés sur des terrains privés à l'égard desquels la société a conclu des ententes d'option de baux fonciers avec des propriétaires fonciers privés et des projets sur des terres publiques, pour lesquels la société a conclu par le passé des contrats de réservation de bail avec le gouvernement du Québec. La société possède ou a, ou aura, des droits d'accès suffisants à des données météorologiques et à des terrains afin de proposer quelque projet éolien prospectif conformément aux exigences de la DDP actuelle visant l'approvisionnement de 450 MW de nouvelle énergie éolienne au Québec.

Projets potentiels en Ontario (ON - participation de 49 % à 100 %)

À la date de la présente notice annuelle, la société a développé et a continué à progresser pour un potentiel de puissance installée totalisant 465 MW de projets éoliens prospectifs et 40 MW de projets de parcs solaires PV au sol. Selon l'ampleur des travaux d'expansion du réseau de transport, certaines de ces demandes se traduiront en DDP futures pour des parcs éoliens ou solaires en Ontario.

Autres projets éoliens potentiels en Colombie-Britannique (C.-B. – participation de 100 %)

La société a repéré des projets potentiels de parcs éoliens en Colombie-Britannique (les « **projets éoliens potentiels de la Colombie-Britannique** ») pour lesquels la société évalue la puissance installée prospective totale à 475 MW.

La société a obtenu des permis d'occupation et des permis d'investigation délivrés par l'Integrated Land Management Bureau à l'égard de six sites qui assurent une réclamation territoriale de premier rang et empêchent d'autres demandes de terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par les permis. Le permis d'investigation et le permis d'occupation permettent l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnent une option de développement à la société pour une période de deux ans.

Même si la société est propriétaire exclusif des projets éoliens potentiels de la Colombie-Britannique, il est probable que la société partage, à terme, ses participations dans l'un ou plusieurs de ces projets avec un partenaire stratégique.

Divers autres projets potentiels hydroélectriques en Colombie-Britannique (C.-B. – participation de 100 %)

La société détient des projets potentiels d'une puissance installée nette potentielle combinée de plus de 880 MW qui se composent de divers projets hydroélectriques au fil de l'eau pour lesquels certains droits fonciers ont été obtenus, à l'égard desquels une demande de permis d'investigation a été déposée et à l'égard desquels une proposition pourrait être présentée aux termes du POS de BC Hydro.

Autres projets hydroélectriques prospectifs au Québec (Qc – participation de 48 %)

La société détient des participations dans un projet communautaire hydroélectrique prospectif au fil de l'eau d'une puissance installée potentielle de 42 MW, pour lequel certains droits fonciers ont été obtenus et qui pourrait être soumis à une DDP future.

ACTIFS INCORPORELS

Les actifs incorporels de la société se composent principalement de divers CAÉ, permis et licences. La société a enregistré 466,1 M\$ en actifs incorporels au 31 décembre 2013. Les actifs incorporels de la société sont liés aux secteurs suivants :

Secteurs	Centrales hydroélectriques (M\$)	Parcs éoliens (M\$)	Parc solaire (M\$)	Centrales en construction (M\$)	Total (M\$)
Valeur nette au 31 décembre 2013	388,1	57,1	8,8	12,1	466,1

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

La plupart des frais financiers liés aux exigences relatives à la protection de l'environnement sont engagés par la société aux phases d'aménagement et de construction d'un projet d'énergie renouvelable. Par conséquent, ces frais sont capitalisés relativement au projet, lorsqu'un CAÉ est obtenu à l'égard du projet ou s'il s'agit d'un projet admissible dans le cadre d'un POS et suffisamment avancé pour avoir un haut degré de confiance qu'il se réalisera, et amortis une fois que celui-ci est fonctionnel, ou ils sont imputés aux bénéfices si le projet ne va pas de l'avant. Ces frais varient d'un projet à l'autre. Toutefois, pour que la direction réalise un projet, celui-ci doit soutenir un rendement prédéterminé sur les dépenses en immobilisations, y compris les frais de protection de l'environnement capitalisés. La société engage des frais continus liés aux exigences en matière de protection de l'environnement pour les installations en exploitation, lesquels sont imputés aux frais d'exploitation à mesure qu'ils sont engagés.

PERSONNEL

Au 31 décembre 2013, la société compte 136 employés. Ce personnel comprend 53 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 30 employés à l'aménagement et à la construction et 53 employés à l'administration, à la comptabilité, aux finances et aux affaires juridiques. Les opérations des secteurs isolables de la société sont exécutées par différentes équipes, car chaque secteur a des besoins de compétences différents. Les employés de la société possèdent les connaissances et les compétences spécialisées nécessaires pour mener à bonne fin les activités de la société. En outre, la société a la capacité de compléter son personnel interne grâce à l'utilisation efficace de consultants externes, au besoin.

LES POLITIQUES DE PROTECTION SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

Innergex est un producteur indépendant chef de file canadien de l'énergie renouvelable engagé en faveur de la protection sociale et environnementale.

Principes clés - Innergex soutient 8 principes clés afin dans son effort 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.

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.

Code de conduite et énoncé de mission relatif à la SS&E - La société a adopté et mis en œuvre un code de conduite et un énoncé de mission relatif à la santé et à la sécurité et à l'environnement. Ce code et cet énoncé ont été communiqués aux employés par diverses sessions de formation et de communication. Tous les administrateurs, dirigeants et employés de la société doivent signer et reconnaître le code de conduite.

Le code de conduite prévoit que tous les employés veillent à ce que les activités de la société soient intégrées harmonieusement dans la communauté en ce qui concerne le patrimoine naturel et, en particulier, respectent les lois et règlements environnementaux applicables en tout temps, soutiennent le développement économique, social et culturel des communautés dans lesquelles la société exerce ses activités, coopèrent, dans la mesure du possible, avec les programmes mis en place pour le bien de la collectivité, atténuent l'impact environnemental des activités de la société, dans la mesure du possible, travaillent avec la communauté et les autorités afin de réduire l'impact environnemental de ses activités et mettent en œuvre des mesures correctives, le cas échéant.

Les équipes en matière d'environnement et en santé et sécurité - La société dispose d'une équipe en matière d'environnement composée d'employés possédant des compétences et des connaissances spécialisées et a mis en place des procédures qui comportent des programmes de surveillance environnementale à long terme, des rapports et l'élaboration et la mise en œuvre des plans d'action d'urgence par rapport aux questions environnementales. La société dispose d'une équipe en matière de santé et sécurité avec des connaissances et des compétences spécialisées chargée de l'élaboration des politiques et des programmes de sécurité, du développement et de la prestation de formation sur l'environnement et la sécurité, de l'exécution d'audits internes, de la performance en matière de sécurité, et du suivi et de la divulgation des risques, des événements ou des questions relatives à la sécurité. Le conseil d'administration surveille la conformité au code de conduite de la société et aux politiques sur la santé, la sécurité et l'environnement par le biais de rapports réguliers de la direction.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte qui suit présente certains des facteurs de risque relatifs à la société. L'information qui suit n'est qu'un sommaire de certains facteurs de risque et est donnée entièrement sous réserve des renseignements détaillés qui paraissent ailleurs dans la présente notice annuelle et doit être lue conjointement avec ces renseignements détaillés.

Capacité de la société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires

La stratégie de la société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à créer des installations de production d'énergie de haute qualité qui produisent des flux de trésorerie durables et des rendements élevés sur le capital investi et à distribuer un dividende stable. 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 poursuivre sa croissance.

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

Capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux

Le développement futur et la construction de nouvelles installations ainsi que la croissance des projets en développement et des projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés au moyen de l'encaisse générée par les activités de la société, d'emprunts et/ou de ventes 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 ou futures 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 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.

De plus, les efforts de mobilisation de capitaux de la société pourraient comprendre l'émission et la vente d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ils sont vendus 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.

Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats

à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt. La société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt ou de fluctuation des devises étrangères. La société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires

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. Les produits d'exploitation de la société pourraient être grandement touchés par des événements affectant les conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques de la société, notamment les débits faibles ou élevés des cours d'eau sur lesquels les centrales hydroélectriques de la société sont situées. 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 sera tributaire du vent, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du vent à l'un des parcs éoliens au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ce parc ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la société. Finalement, la quantité d'énergie devant être produite par les projets d'énergie solaire de la société sera tributaire de la disponibilité du rayonnement solaire, qui varie naturellement. Une diminution du régime solaire à l'un ou l'autre des projets de parcs solaires de la société sur une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ces centrales ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la société.

Des retards et des dépassements des coûts de construction dans la conception et construction de projets

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des projets en développement, des projets potentiels et des projets futurs que la société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, l'escalade des prix 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. Même une fois achevée, une installation peut ne pas fonctionner comme prévu 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, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

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

La propriété, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'énergie de la société comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses et/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.

Incertitude quant au développement de nouvelles installations

La société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces installations 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 nouvelles installations. Si certaines de ces installations de production d'énergie ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes ou impôts imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la société.

Obtention de permis

À l'heure actuelle, la société ne détient pas toutes les approbations, les licences et les 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. Tout manquement à 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 ou commencés. Rien ne garantit que l'un des projets potentiels résulte en une installation en opération.

En outre, des retards peuvent survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires pour les projets énergétiques futurs.

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

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

Variations du rendement des installations et pénalités connexes

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 d'exploitation de la société. Si l'une des installations de la société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée ou qu'elle est par ailleurs en défaut aux termes de son CAÉ respectif, la société pourrait devoir payer une pénalité à l'acheteur visé. Le paiement de ces pénalités par la société pourrait réduire ses produits d'exploitation et sa rentabilité.

Défaillance de l'équipement ou activités d'entretien et d'exploitation imprévues

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

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au 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 régissant les dettes actuelles et futures

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 son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations, ses acquisitions ou ses 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 seront à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposera au

risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la société et ses filiales pourront 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 ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la société ou ses filiales.

La société peut ne pas déclarer ni verser un dividende

Les porteurs d'actions ordinaires, d'actions série A et d'actions 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 l'encaisse de la société disponible pour distribution n'est pas suffisante ou si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et du capital déclaré de ses actions en circulation.

Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou le renouvellement de tout contrat 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. Au cours 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 soit choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'une DDP en particulier ou que des CAÉ existants soient renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

Changements dans le soutien gouvernemental pour augmenter l'électricité produite avec des sources renouvelables par des producteurs d'énergie indépendants

Le développement et la croissance de l'énergie renouvelable dépend du soutien, des politiques et des mesures incitatives gouvernementaux. Plusieurs gouvernements provinciaux ont mis en place des normes de portefeuille pour augmenter la part d'énergie renouvelable dans leur bouquet énergétique de production d'électricité afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au cours du temps. Il existe un risque que le soutien gouvernemental offrant des mesures incitatives pour les énergies renouvelables change à tout moment et que l'augmentation supplémentaire de l'approvisionnement de projets d'énergie renouvelable auprès de producteurs d'énergie indépendants soit réduite ou suspendue à tout moment. En conséquence, la société pourrait faire face à une capacité réduite pour développer ses projets potentiels et pourrait subir des radiations importantes de projets potentiels.

Capacité à attirer de nouveaux talents ou à conserver les dirigeants et employés clés

Les dirigeants et les autres employés clés de la société jouent un rôle important dans le succès de celle-ci. La conduite des activités de la société et l'exécution de la stratégie de croissance de celle-ci reposent essentiellement sur le travail d'équipe. Le rendement ainsi que la croissance future de la société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et des efforts des membres de l'équipe de la direction. La capacité de la société à maintenir en poste les membres de l'équipe de la direction ou à attirer des remplaçants adéquats dans l'éventualité où des membres clés de l'équipe de la direction venaient à quitter la société est tributaire de la nature concurrentielle du marché de l'emploi. La perte des services d'un membre de l'équipe clé de la direction ou une diminution de sa disponibilité pourrait avoir une incidence défavorable sur les perspectives d'avenir, sur la situation financière et sur les flux de trésorerie de la société.

En outre, une telle perte pourrait être perçue de façon négative sur les marchés des capitaux. Aussi, le succès de la société dépend largement de sa capacité continue à attirer, former et maintenir en poste des employés qualifiés afin de répondre à ses besoins de temps à autre.

Litiges

Dans le cours normal de ses activités, la société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, généralement intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de dommages matériels et de différends en matière d'impôts fonciers, de droits fonciers et de contrats. La société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours ou en suspens. L'issue définitive des poursuites en cours, en suspens ou futures ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, il n'est pas certain qu'elle n'aura pas une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société au cours d'un trimestre ou d'un exercice donné. Voir la rubrique « Poursuites et application de la loi ».

Défaut d'exécution des principales contreparties

La société est partie à des bons de commande ou ordres d'achat avec des tiers fournisseurs pour de l'équipement de production d'énergie pour les projets en construction aux termes desquels un dépôt doit être versé avant que l'équipement ne soit livré et elle est aussi partie à des contrats de construction avec des entrepreneurs. Si un ou plusieurs de ces fournisseurs ou entrepreneurs sont incapables de respecter leurs engagements aux termes de ceux-ci, cela pourrait entraîner des pertes de revenu, des retards dans la construction et une augmentation des coûts de construction pour la société. Si l'un des fournisseurs d'équipement ou entrepreneur ne remplit pas ses obligations envers la société, la société pourrait ne pas être en mesure de respecter ses engagements, ce qui pourrait entraîner des cas de défaut potentiels aux termes des CAÉ.

L'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable

L'acceptation sociale par les intervenants locaux, y compris, dans certains cas, les Premières nations et les autres peuples autochtones et les communautés locales est essentielle à notre capacité à trouver et à développer de nouveaux sites appropriés pour des projets viables d'énergie renouvelable. Le défaut d'obtenir l'acceptation sociale adéquate pour un projet peut empêcher le développement et la construction d'un projet et conduire à la perte de tous les investissements dans le développement et la radiation de ce projet potentiel.

Relations avec les intervenants

La société conclut divers types d'arrangements avec des collectivités ou des partenaires dans le cadre de coentreprises pour l'aménagement de ses projets. Certains de ces partenaires peuvent avoir ou peuvent développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent de ceux de la société ou qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. Ces différends pourraient avoir une incidence négative sur la réussite des projets de la société. La société est parfois tenue, au cours du processus d'autorisation et d'approbation, de donner des avis à divers groupes d'intervenants, y compris les propriétaires fonciers, les Premières Nations et les municipalités, et de les consulter. Tout délai imprévu dans le cadre de ce processus peut avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à réaliser un projet donné et, le cas échéant, en temps opportun.

Approvisionnement en matériel

L'aménagement et l'exploitation des centrales de la société est tributaire de l'approvisionnement en matériel de tierces parties. La disponibilité de la tarification du matériel peut augmenter rapidement en fonction entre autres des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en matériel pourrait nuire à la rentabilité future des centrales de la société et à la capacité de la société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la société à réaliser les projets conformément à l'échéancier et à respecter ses engagements aux termes des CAÉ.

Changements dans la conjoncture économique générale

La plupart des contrats d'achat d'électricité de la société ont un prix fixe rajusté à chaque année en fonction de l'inflation fondé sur une formule d'IPC.

Si l'inflation est plus faible que prévu ou si elle diminue, les produits attendus de la société et le BAIIA projeté rajusté, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution peuvent être moins élevés que prévu ou réduits.

Risques réglementaires et politiques

L'aménagement et l'exploitation des installations de production d'énergie sont assujettis aux modifications des exigences réglementaires gouvernementales et des lois applicables, notamment les règlements concernant l'environnement, les effets environnementaux imprévisibles, la conjoncture économique en général et d'autres questions indépendantes de la volonté de la société.

De plus, l'exploitation d'une installation de production d'énergie est assujettie à une réglementation importante imposée par divers organismes gouvernementaux, à l'échelle municipale, provinciale et fédérale. Il existe toujours un risque que les politiques et les lois gouvernementales soient modifiées, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une

augmentation des coûts et taux, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur le revenu et sur le capital et des taxes municipales.

La société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses installations. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de l'entreprise de la société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des installations. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces installations, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés ni quelles seront les conditions d'un tel renouvellement. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la société se conforme à leurs modalités.

Capacité à obtenir les terrains appropriés

Il existe une importante concurrence pour obtenir les sites appropriés aux fins d'aménagement des nouvelles installations de production d'énergie. Les sites idéaux sont difficiles à trouver étant donné les caractéristiques géographiques, les restrictions légales et les droits de propriété qui restreignent naturellement les zones disponibles aux fins de l'aménagement d'un site. Rien ne garantit que la société réussira à obtenir un site en particulier à l'avenir.

Dépendance envers les CAÉ

L'énergie produite par la société est vendue aux termes de plusieurs CAÉ à long terme. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du CAÉ pertinent ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un CAÉ pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la société pourraient être touchés de manière défavorable. Si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leurs CAÉ respectifs, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Disponibilité et fiabilité des réseaux de transport

La capacité de la société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers réseaux de transport de chaque territoire. Une défaillance des installations de transport existantes ou une capacité de transport insuffisante aurait une incidence défavorable importante sur la capacité de la société de livrer l'électricité à ses diverses contreparties, ce qui aurait une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la société.

Augmentation des coûts d'utilisation d'énergie hydraulique ou changements à la réglementation applicable à l'utilisation des eaux

La société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau dans ses centrales hydroélectriques en exploitation commerciale. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique et de l'Ontario changent leur réglementation en matière d'approvisionnement en eau ou l'application d'une telle réglementation, cela pourrait nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la société.

Évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe

La force et la constance des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires à la disposition des centrales de la société peuvent différer des prévisions de la société. Les estimations de production d'énergie de la société sont fondées sur des hypothèses et des facteurs intrinsèquement incertains qui pourraient expliquer des écarts entre la production réelle d'énergie et les estimations de la société, notamment : i) la mesure dans laquelle les données de vent recueillies pour un site particulier reflètent exactement la vitesse du vent à long terme; ii) la mesure dans laquelle les données historiques reflètent exactement la force et la constance futures de l'eau, du vent et du soleil; iii) l'intensité de la corrélation entre les données sur l'eau, le vent et le soleil propres à un site et les données régionales à plus long terme; iv) l'incidence éventuelle des facteurs climatiques; v) l'exactitude des hypothèses concernant différents facteurs, notamment le climat, l'accumulation de glace sur les turbines hydrauliques, les éoliennes et les panneaux solaires et leur encrassement, l'accès au site, les pertes par effet de sillage et les pertes de transmission et le cisaillement du vent; vi) l'exactitude des anémomètres servant à mesurer la vitesse du vent et la différence entre la hauteur du centre des éoliennes et celle des tours météorologiques utilisées pour la collecte de données; vii) l'incidence éventuelle des variations topographiques, de l'emplacement des turbines et des conditions locales, y compris de la végétation; viii) l'incertitude inhérente aux méthodologies particulières et aux modèles connexes, en particulier les modèles de prévision utilisés pour prévoir les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires; et ix) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Défaillances des barrages

Les défaillances des barrages aux centrales hydroélectriques de la société pourraient entraîner une perte de capacité de production et il est possible que la société ait à engager des sommes et d'autres ressources importantes pour y

remédier. Ces défaillances pourraient obliger la société à verser des dommages-intérêts importants. Rien ne garantit que le programme de barrages sécuritaires permette de détecter des défaillances potentielles des barrages avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer tous les effets négatifs en cas de défaillance. Les règlements en matière de sécurité des barrages pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait se répercuter sur les frais et les activités d'une centrale. Les répercussions des défaillances des barrages pourraient nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la société.

Catastrophes naturelles; force majeure

Les installations et les activités de la société risquent de subir des dommages, des pertes partielles ou complètes, causés notamment par des désastres naturels (p. ex., inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), et des défauts du matériel. La survenance d'événements importants qui suspendent la capacité des actifs de production d'énergie de la société de produire ou de vendre de l'énergie au cours d'une période prolongée, notamment des événements qui empêchent les clients existants aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités de la société. Les actifs de production d'énergie de la société pourraient subir les effets de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'événements éventuellement catastrophiques, tel qu'un accident ou incident majeur. Dans un tel cas, il se peut que la société doive tout de même s'acquitter de ses obligations aux termes des CAÉ ou d'autres ententes conclues avec des tiers. En outre, un cas de force majeure touchant nos actifs peut entraîner des dommages à l'environnement ou nuire à des tiers. De plus, un grand nombre des projets de la société sont situés dans des régions éloignées, ce qui rend difficile l'accès pour y réparer les dommages.

Fluctuations des taux de change

La société achète à l'occasion de l'équipement auprès de fournisseurs étrangers. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles ces achats sont libellés.

Suffisance des limites à la garantie d'assurance et exclusions

Bien que la société maintienne la garantie d'assurance, elle est assujettie à des limites et exclusions et il est impossible de garantir que cette assurance continuera d'être offerte à des conditions acceptables sur le plan économique ni que sont assurés tous les événements qui pourraient donner lieu à une perte ou à un sinistre éventuel, ni que les montants d'assurance seront à tout moment suffisants pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement aux activités et aux actifs de la société.

La notation peut ne pas refléter le rendement réel de la société et une baisse de la notation peut survenir

Les notes attribuées aux actions série A et série C de la société (la « notation » ou « note ») constituent une évaluation, par les agences de notation, de la capacité de la société de s'acquitter de ses obligations. La notation est fondée sur certaines hypothèses au sujet du rendement et de la structure du capital futur de la société qui peuvent refléter ou non le rendement ou la structure du capital réel de la société. Les changements à la notation à l'avenir peuvent avoir une incidence sur le cours ou la valeur et la liquidité des titres de la société. Rien ne garantit qu'une notation demeurera en vigueur pendant une période donnée, ni que la note ne sera pas abaissée ou retirée entièrement par les agences de notation. La société a décidé de résilier son entente avec DBRS Limited (« DBRS ») à la date d'effet du 8 septembre 2012. Malgré cette résiliation, DBRS continue pour le moment et de son propre gré de noter la société et certains de ses titres, mais n'a pas accès à de l'information non publique, y compris les prévisions et les budgets. Il n'y a aucune certitude que DBRS va continuer d'attribuer une notation, ni d'indication du moment où DBRS pourrait cesser de fournir une notation.

Possible responsabilité non divulguée liée aux acquisitions

Il est possible que la direction de la société n'ait pas détecté dans son contrôle préalable à la réalisation des acquisitions des responsabilités et des éventualités pour lesquelles la société pourrait ne pas être indemnisée. Les découvertes de quelque responsabilité ou éventualité importante à l'égard des actions, des actifs ou des entreprises acquis après ces acquisitions pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la société.

Intégration des centrales et des projets acquis et devant être acquis

L'intégration des centrales et des actifs acquis ou devant être acquis dans le cadre des acquisitions de la société pourrait représenter des défis considérables, et la direction de la société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou sans devoir y investir des sommes importantes. Rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les actifs acquis ou devant être acquis aux termes de ces acquisitions ou de tirer pleinement tous les avantages attendus des acquisitions.

Défaut d'obtenir les avantages des acquisitions

La société est d'avis que les acquisitions réalisées récemment et devant être réalisées présenteront des avantages pour la société. Il est toutefois possible que la totalité ou certains des avantages prévus ne se concrétisent pas,

notamment dans les délais prévus par la direction de la société. L'obtention de ces avantages tient à de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la société.

Défaut de conclure l'acquisition des autres projets hydroélectriques et projets en développement d'Hydroméga

Rien ne garantit que la société parviendra à négocier une entente définitive visant l'acquisition des centrales de Kapuskasing, du projet de Dokis et de la centrale de Sainte-Marguerite ou que la clôture de cette opération aura lieu.

Infrastructure d'interconnexion et de transport partagée

Les six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River et les projets Tretheway Creek et Big Silver Creek (« **les projets et les centrales qui partagent** ») partagent ou partageront tous une infrastructure d'interconnexion et de transport conjointe pour le transport de leur production d'électricité à une sous-station conjointe (la « **sous-station de Kwalsa** »), qui est ensuite reliée aux points d'interconnexion communs pour les projets et les centrales qui partagent à la sous-station Upper Harrison Terminal de BC Hydro adjacente. Par conséquent, tout dommage causé à l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée ou toute défaillance de celle-ci peut faire en sorte que le projet et les centrales qui partagent soient incapables de livrer leur production d'électricité jusqu'aux points d'interconnexion avec le réseau de transport de BC Hydro, conformément aux exigences en matière de vente d'énergie aux termes de deux CAÉ conclus avec BC Hydro à l'égard des six centrales en exploitation Harrison et la centrale Northwest Stave River. Les six centrales en exploitation Harrison partagent également une convention d'interconnexion commune avec BC Hydro et agissent en tant que mandataire pour la centrale Northwest Stave River et les projets Tretheway Creek et Big Silver Creek. Par conséquent, le fait pour les projets et les centrales qui partagent de manquer respectivement à leurs engagements aux termes de la convention d'interconnexion pourrait entraîner la déconnection par BC Hydro des projets et des centrales qui partagent du réseau de transport de BC Hydro.

Introduction à l'énergie solaire photovoltaïque des centrales

Le parc solaire Stardale représente la première expérience opérationnelle de la société avec un projet d'énergie solaire photovoltaïque. Pour la durée du CAÉ, Enfinity fournira toutes les opérations et les services d'entretien nécessaires au parc solaire Stardale. Le parc solaire Stardale peut éventuellement ne pas fonctionner comme prévu et ces problèmes de performance pourraient avoir un impact défavorable sur les résultats de la société.

Les produits provenant de la centrale Miller Creek fluctueront en fonction du prix au comptant de l'électricité

Étant donné que le prix de l'électricité achetée de la centrale Miller Creek dépend d'une formule qui se fonde sur le prix au comptant Platts Mid-C pour l'électricité, les produits aux termes du CAÉ applicable varieront. Si l'indice Platts Mid-C diminue par rapport à ses niveaux actuels, les produits et le BAIIA rajusté de la centrale Miller Creek seront touchés de façon négative. Une augmentation de la volatilité du prix au comptant Platts Mid-C rendrait moins prévisibles les produits éventuels et le BAIIA rajusté de la centrale Miller Creek et pourrait avoir un impact négatif sur les résultats de la société.

DIVIDENDES

La déclaration et le paiement de dividendes sur les actions de la société relèvent de l'entière discrétion du conseil d'administration, lequel décidera si des dividendes devront être payés à l'avenir en fonction de l'ensemble des circonstances pertinentes, notamment la situation financière de la société au moment pertinent et l'opportunité de conserver des fonds pour financer davantage la croissance de la société. Comme il a été publiquement annoncé, la société entend verser un dividende annuel de 0,60 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement et le taux de dividende applicable aux actions série A et aux actions série C. Voir la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions privilégiées - Actions série A et actions série B - Actions série C ».

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions ordinaires au cours des exercices 2011, 2012 et 2013.

Date de déclaration	Montant versé par action ordinaire de la société	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
2011			
23 mars	0,145 \$	15 avril 2011	8 632 228 \$
7 juin	0,145 \$	15 juillet 2011	11 785 957 \$
10 août	0,145 \$	17 octobre 2011	11 785 957 \$
9 novembre	0,145 \$	16 janvier 2012	11 785 957 \$
2012			
21 mars	0,145 \$	16 avril 2012	11 785 956 \$
14 mai	0,145 \$	16 juillet 2012	11 785 956 \$
7 août	0,145 \$	15 octobre 2012	13 540 225 \$
6 novembre	0,145 \$	15 janvier 2013	13 580 680 \$
2013			
14 mars	0,145 \$	15 avril 2013	13 624 793 \$
14 mai	0,145 \$	15 juillet 2013	13 695 209 \$
8 août	0,145 \$	15 octobre 2013	13 777 066 \$
6 novembre	0,145 \$	15 janvier 2014	13 869 962 \$

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions série A au cours de ses exercices 2011, 2012 et 2013.

Date de déclaration	Montant versé par action série A	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
2011			
23 mars	0,3125 \$	15 avril 2011	1 062 500 \$
7 juin	0,3125 \$	15 juillet 2011	1 062 500 \$
10 août	0,3125 \$	17 octobre 2011	1 062 500 \$
9 novembre	0,3125 \$	16 janvier 2012	1 062 500 \$
2012			
21 mars	0,3125 \$	16 avril 2012	1 062 500 \$
14 mai	0,3125 \$	16 juillet 2012	1 062 500 \$
7 août	0,3125 \$	15 octobre 2012	1 062 500 \$
6 novembre	0,3125 \$	15 janvier 2013	1 062 500 \$
2013			
14 mars	0,3125 \$	15 avril 2013	1 062 500 \$
14 mai	0,3125 \$	15 juillet 2013	1 062 500 \$
8 août	0,3125 \$	15 octobre 2013	1 062 500 \$
6 novembre	0,3125 \$	15 janvier 2014	1 062 500 \$

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions série C depuis la clôture du placement Série C le 11 décembre 2012.

Date de déclaration	Montant versé par action série C	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
2013			
14 mars	0,4923 \$	15 avril 2013	984 600 \$
14 mai	0,359375 \$	15 juillet 2013	718 750 \$
8 août	0,359375 \$	15 octobre 2013	718 750 \$
6 novembre	0,359375 \$	15 janvier 2014	718 750 \$

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Le capital-actions autorisé de la société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. Au 28 mars 2014, 95 860 979 actions ordinaires, 3 400 000 actions série A, 2 000 000 d'actions série C et 80,5 M\$ de débentures étaient émises et en circulation. Les actions ordinaires, actions série A, actions série C et les débentures de la société sont inscrites à la cote de la TSX sous les symboles « INE », « INE.PR.A », « INE.PR.C » et « INE.DB », respectivement.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit d'exercer une voix par action à l'égard de toutes les questions devant faire l'objet d'un vote à toutes les assemblées des actionnaires de la société, sauf à l'occasion des assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une catégorie ou d'une série déterminée d'actions de la société ont le droit de voter.

Sous réserve des droits prioritaires des porteurs d'actions privilégiées, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir des dividendes dont le montant et le moment du paiement seront déterminés par le conseil d'administration, sous réserve de leur déclaration par le conseil d'administration, payés avec les fonds de la société dûment applicables à de tels versements.

Dans l'éventualité d'une liquidation ou d'une dissolution volontaire ou forcée de la société ou encore d'un autre partage de l'actif de la société entre ses actionnaires afin de liquider ses affaires, les actifs restants de la société, après le paiement des montants auxquels les porteurs d'actions privilégiées ont droit dans un tel cas, seront versés ou distribués également et proportionnellement entre les porteurs d'actions ordinaires.

Il n'existe aucun droit de préemption, de rachat ou de conversion à l'égard des actions ordinaires.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en séries. Le conseil d'administration a le droit de fixer le nombre d'actions privilégiées de chaque série et d'en établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions s'y rattachant.

À l'égard du paiement des dividendes et du partage de l'actif ou du remboursement du capital en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de la société, les actions privilégiées de chaque série ont égalité de rang avec les actions privilégiées de toutes les autres séries et ont priorité sur les actions ordinaires.

Les porteurs de toute série d'actions privilégiées ont le droit de recevoir, avant les porteurs d'actions ordinaires, des dividendes aux montants indiqués ou pouvant être déterminés conformément aux droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant à la série dont les actions privilégiées font partie, sous réserve de leur déclaration par le conseil d'administration.

Les porteurs d'actions privilégiées n'ont pas le droit (sauf indication contraire prévue par la loi et sauf à l'égard des assemblées des porteurs d'actions privilégiées en tant que catégorie et des assemblées des porteurs d'actions série A, d'actions série B ou d'actions série C en tant que séries, selon le cas) d'être convoqués, d'assister ni de voter aux assemblées des actionnaires de la société, à moins que celle-ci n'ait omis de payer huit dividendes trimestriels sur les actions série A, les actions série B ou les actions série C. Dans l'éventualité d'un tel non-paiement et tant que de tels dividendes demeurent arriérés, les porteurs d'actions série A, d'actions série B ou d'actions série C, selon le cas, auront le droit d'être convoqués et d'assister à chaque assemblée des actionnaires de la société, à l'exception des assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série précise ont le droit de voter, et pourront voter avec les porteurs de toutes les actions avec droit de vote de la société à raison de une voix pour chaque action série A, action série B ou action série C détenue par ce porteur jusqu'à ce que de tels arriérés de dividendes aient été payés, à la suite de quoi ces droits prendront fin.

La société, sous réserve des droits se rattachant à toute série donnée d'actions privilégiées, peut, à son gré, racheter la totalité ou de temps à autre une partie des actions privilégiées en circulation en versant à leurs porteurs, pour chaque action ainsi rachetée, le prix de rachat par action majoré de l'ensemble des dividendes déclarés et impayés sur celles-ci. Si le droit lui est conféré conformément aux conditions attachées à une série spécifique d'actions privilégiées, le porteur d'actions privilégiées a le droit de demander à la société de racheter en tout temps et de temps à autre après la date d'émission de toute action privilégiée, au moyen de la remise d'un avis, la totalité ou une partie des actions privilégiées immatriculées au nom de ce porteur dans les registres de la société, au prix de rachat par action, majoré des dividendes déclarés et impayés sur celles-ci.

La société peut en tout temps ou de temps à autre acheter à des fins d'annulation la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix le plus bas possible auquel, de l'avis des administrateurs de la société, ces actions peuvent être obtenues, à condition toutefois que ces prix n'excèdent en aucun cas le prix de rachat courant au moment de l'achat pour les actions de cette série, majoré des coûts liés à l'achat et de tous les dividendes déclarés et impayés sur celles-ci.

Actions série A et actions série B

Le 14 septembre 2010, la société a clôturé le placement d'actions série A (le « **placement série A** »), ayant entraîné l'émission d'un total de 3 400 000 actions série A. Les droits et privilèges rattachés aux actions série A et aux actions série B sont décrits dans le certificat de modification daté du 10 septembre 2010 émis par Industrie Canada relativement au placement série A (les « **modalités relatives aux actions série A et aux actions série B** »). Le texte qui suit décrit les modalités des actions série A et des actions série B, et un exemplaire de celui-ci a été déposé auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières sur SEDAR au www.sedar.com. Le résumé qui suit décrivant certaines dispositions des actions série A et des actions série B est assujéti aux modalités des actions série A et aux modalités des actions série B accessibles sur SEDAR au www.sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celles-ci.

Pour la période initiale de cinq ans à compter de la date d'émission des actions série A, inclusivement, mais excluant le 15 janvier 2016 (la « **période à taux fixe initiale** »), les porteurs d'actions série A ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, d'un montant annuel correspondant à 1,25 \$ par action série A. Pour chaque période de cinq ans postérieure à la période à taux fixe initiale (chacune, une « **période à taux fixe subséquente** »), les porteurs d'actions série A auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année au cours de la période à taux fixe subséquente, d'un montant annuel par action correspondant à la multiplication du taux de dividende fixe annuel (au sens donné dans le prospectus relatif aux actions série A) applicable à cette période à taux fixe subséquente par 25 \$. Le taux de dividende fixe annuel pour chaque période à taux fixe subséquente correspondra à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada (au sens du prospectus relatif aux actions série A) le 30^e jour avant le premier jour de cette période à taux fixe subséquente, majoré de 2,79 %.

Chaque porteur d'actions série A a le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions série A en actions série B à raison d'une action série B par action 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 série B ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, d'un montant annuel par action série B établi conformément à la formule indiquée dans le prospectus simplifié relatif aux actions série A daté du 7 septembre 2010 (le « **prospectus relatif aux actions série A** »).

En outre, les actions série A ne peuvent être rachetées par la société avant le 15 janvier 2016. Le 15 janvier 2016 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite, sous réserve de certaines restrictions établies dans le prospectus relatif aux actions série A, la société peut, à son gré, moyennant un préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, racheter au comptant un certain nombre d'actions série A en circulation moyennant 25 \$ par action série A, dans chaque cas majoré de tous les dividendes courus et impayés sur celles-ci jusqu'à la date, exclusivement, fixée pour le rachat (déduction faite de tout impôt que la société doit déduire ou retenir).

Les actions série B ne peuvent être rachetées par la société le 15 janvier 2016 ou avant cette date. Sous réserve de certaines autres restrictions décrites dans le prospectus relatif aux actions série A, la société peut, à son gré, moyennant un préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, racheter la totalité ou un certain nombre des actions série B en circulation moyennant le paiement en espèces d'une somme par action correspondant i) à 25 \$ dans le cas des rachats effectués le 15 janvier 2021 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite (chacune une « **date de conversion série B** »), ou ii) à 25,50 \$ dans le cas des rachats effectués à toute date qui n'est pas une date de conversion série B après le 15 janvier 2016, dans chaque cas majoré de tous les dividendes courus et impayés sur ceux-ci jusqu'à la date, exclusivement, fixée pour le rachat (déduction faite de tout impôt que la société doit déduire ou retenir).

Actions série C

Le 11 décembre 2012, la société a clôturé le placement série C, ayant entraîné l'émission d'un total de 2 000 000 d'actions série C. Les droits et privilèges rattachés aux actions série C sont décrits dans le certificat de modification daté du 6 décembre 2012 émis par Industrie Canada relativement au placement série C (les « **modalités relatives aux actions série C** »). Le texte qui suit décrit les modalités des actions série C, et un exemplaire de celui-ci a été déposé auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières sur SEDAR au www.sedar.com. Le résumé qui suit décrivant certaines dispositions des actions série C est assujéti aux modalités des actions série C accessibles sur SEDAR au www.sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celles-ci.

Les porteurs d'actions série C ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le conseil d'administration qui seront payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, à un taux annuel égal à 1,4375 \$ par action série C.

Les actions série C ne pourront être rachetées par la société avant le 15 janvier 2018. À compter du 15 janvier 2018, la société pourra, à son gré, sur remise d'un préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, racheter la totalité

ou une partie des actions série C en circulation moyennant le paiement au comptant d'une somme par action correspondant à i) 26 \$ dans le cas des rachats effectués au plus tard le 15 janvier 2019; ii) 25,75 \$ dans le cas des rachats effectués par la suite, mais au plus tard le 15 janvier 2020; iii) 25,50 \$ dans le cas des rachats effectués par la suite, mais au plus tard le 15 janvier 2021; iv) 25,25 \$ dans le cas des rachats effectués par la suite, mais au plus tard le 15 janvier 2022; et v) 25 \$ dans le cas des rachats effectués par la suite, dans chaque cas majorée de tous les dividendes courus et impayés sur celles-ci jusqu'à la date, exclusivement, fixée pour le rachat.

Les actions série C n'ont aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs.

Débetures convertibles 5,75 %

Le 8 mars 2010, la société a réalisé le placement de débetures (le « **placement de débetures** ») d'un capital global de 80,5 M\$ incluant l'option de surallocation de 10,5 M\$ (les « **débetures** »). Les débetures ont été émises aux termes d'un acte de fiducie daté du 8 mars 2010, intervenu entre la société et Société de fiducie Computershare du Canada (l'« **acte de fiducie relatif aux débetures** »). Le texte qui suit décrit les modalités de l'acte de fiducie relatif aux débetures, et un exemplaire de celui-ci a été déposé auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières sur SEDAR au www.sedar.com. Le résumé suivant de certaines dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures est assujéti aux dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures accessibles sur SEDAR au www.sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celui-ci.

La date d'échéance des débetures est le 30 avril 2017. Les débetures portent intérêt au taux annuel de 5,75 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré de leur porteur en actions ordinaires de la société au taux de conversion de 93,8967 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital de débetures, soit un prix de conversion de 10,65 \$ par action ordinaire.

Depuis, le 30 avril 2013 et le 30 avril 2015, les débetures peuvent être rachetées par la société, en totalité ou en partie, moyennant un préavis d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours, au prix de rachat correspondant à leur capital, majoré de l'intérêt couru et impayé, si le cours moyen pondéré en fonction du volume des actions ordinaires à la TSX sur la période de 20 jours de séance consécutifs se terminant cinq jours de séance avant la date de remise de l'avis de rachat n'est pas inférieur à 125 % du prix de conversion (le « **cours du marché en vigueur** »).

Entre le 30 avril 2015 et la date d'échéance, les débetures peuvent être rachetées, en totalité ou en partie, au gré de la société, à un prix correspondant à leur capital majoré de l'intérêt couru et impayé. Sous réserve de l'approbation requise des autorités de réglementation, et s'il n'existe aucun cas de défaut (au sens défini dans l'acte de fiducie relatif aux débetures), la société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débetures au rachat ou à l'échéance, en totalité ou en partie, par l'émission d'actions ordinaires librement négociables, moyennant un préavis d'au moins 40 jours et d'au plus 60 jours, en remettant le nombre d'actions ordinaires correspondant au quotient obtenu de la division du capital des débetures par 95 % du cours du marché en vigueur. L'intérêt couru et impayé sera versé au comptant.

NOTATION

Les notes de crédit visent à fournir aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité de crédit d'une émission de valeurs mobilières.

Le tableau suivant présente les notes de la société, de ses actions série A et de ses actions série C reçues de Standard & Poor's (« **S&P** ») et DBRS au 28 mars 2014.

	S&P	DBRS
Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-	BB (haut)
Actions série A	P-3	Pfd-4 (haut)
Actions série C	P-3	Pfd-4 (haut)

La société est notée, par S&P, BBB- avec une perspective de notation stable. Une notation du crédit d'un émetteur par S&P constitue une opinion prospective quant à la capacité financière générale d'un débiteur (sa solvabilité) à rembourser ses obligations financières. Cette opinion se concentre sur la capacité du débiteur à respecter ses engagements financiers à leur échéance. Les notes attribuées par S&P à l'égard des titres d'emprunt à long terme vont de la plus haute, soit AAA, à la plus faible, soit CC. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe (+) ou (-) indiquant la position relative à l'intérieur des catégories principales. D'après le système de notation de S&P, un débiteur auquel la notation BBB a été attribuée a la capacité suffisante de s'acquitter de ses engagements financiers. Cependant, les incidences négatives des changements de circonstances ou de conjoncture économique sont plus susceptibles de conduire à un affaiblissement de la capacité du débiteur de s'acquitter de ses engagements financiers. Une perspective de notation S&P évalue l'orientation éventuelle d'une note de crédit à long terme sur le moyen terme (généralement de six mois à deux ans). Les perspectives peuvent être qualifiées comme

positives, négatives, stables, en développement ou N.M. (non significatives). Une perspective de notation stable signifie que la note n'est pas susceptible de changer.

S&P a attribué aux actions série A et aux actions série C la note P-3 selon son échelle de notation canadienne. La note P-3 est la dixième note sur une échelle de vingt utilisée par S&P selon son échelle de notation canadienne des actions privilégiées (la première note étant la plus élevée et la vingtième la plus basse). Selon S&P, cette note P-3 indique que, même si l'obligation est considérée comme étant moins vulnérable à un non-paiement que d'autres émissions de nature spéculative, elle est exposée à d'importantes incertitudes constantes ou à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourrait empêcher le débiteur de remplir convenablement ses engagements financiers.

La société a payé des frais de service applicables à S&P pour la notation de la société, des actions série A et des actions série C et l'examen annuel de celles-ci. La société n'a pas versé d'autres montants pour d'autres services fournis par S&P dans les deux dernières années.

DBRS a attribué à la société la note BB (haut) avec une tendance stable. L'échelle de notation à long terme de DBRS fournit un avis sur le risque de défaut. C'est le risque qu'un émetteur ne parviendra pas à s'acquitter de ses obligations financières en conformité avec les conditions suivant lesquelles une obligation a été émise. Les notes à long terme attribuées par DBRS vont de la plus haute, soit AAA, à la plus faible, soit D. L'affectation d'une désignation « haut » ou « bas » au sein de chacune des catégories de notation, sauf AAA et D, indique le classement relatif dans une catégorie précise, tandis que l'absence d'une telle désignation indique que la note est dans le « milieu » de cette catégorie. D'après le système de notation de DBRS, la notation BB est définie comme étant spéculative et de qualité inférieure car la capacité de paiement des obligations financières est incertaine et vulnérable à des événements futurs. Les tendances attribuées aux notes indiquent la direction que la note va prendre, selon DBRS, si les tendances se maintiennent ou, dans certains cas, si les difficultés ne sont pas surmontées.

DBRS a attribué aux actions série A et aux actions série C la note Pfd-4 (haut). La note Pfd-4 (haut) est la dixième note sur une échelle de seize utilisée par DBRS pour les actions privilégiées (la première note étant la plus élevée et la seizième la plus basse). Selon DBRS, les actions privilégiées notées Pfd-4 sont spéculatives car le degré de protection accordé aux dividendes et au capital est incertain, particulièrement en période de difficultés économiques. DBRS catégorise de plus les notes en leur attribuant la mention « haut » ou « bas » pour indiquer l'importance relative au sein d'une catégorie de notation. L'absence d'une mention « haut » ou « bas » désigne la note médiane dans cette catégorie de notation. Les tendances attribuées aux notes indiquent la direction que la note va prendre, selon DBRS, si les tendances se maintiennent ou, dans certains cas, si les difficultés ne sont pas surmontées.

La société a payé les frais applicables aux services de DBRS pour la notation de la société et des actions série A et l'examen annuel pour les services se terminant le 8 septembre 2012. La société n'a pas versé d'autres montants pour d'autres services fournis par DBRS au cours des deux dernières années.

Les notes visent à fournir aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission ou d'un émetteur de titres et ne se veulent pas une indication de la convenance de ces titres à un investisseur en particulier. Une note ne constitue pas une recommandation d'acheter, de vendre ou de détenir des titres et elle peut être révisée ou retirée en tout temps par l'agence de notation.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

ACTIONS ORDINAIRES

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE ».

Le tableau ci-après indique la variation du cours, en dollars canadiens, des actions ordinaires et le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2014.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2013	10,46	10,00	138 201
Février 2013	10,75	10,22	94 340
Mars 2013	10,52	9,36	219 191
Avril 2013	10,35	9,33	167 108
Mai 2013	10,28	9,82	165 995
Juin 2013	9,97	8,61	201 825
Juillet 2013	8,89	8,37	188 206
Août 2013	9,04	8,40	135 349
Septembre 2013	8,94	8,51	101 539
Octobre 2013	9,29	8,51	122 312
Novembre 2013	9,86	9,00	159 606
Décembre 2013	11,43	9,59	572 376
Janvier 2014	10,90	9,93	206 357
Février 2014	10,44	9,57	137 428
Du 1 ^{er} au 27 mars 2014	10,25	9,80	121 250

ACTIONS SÉRIE A

Les actions série A sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.PR.A. ».

Le tableau suivant indique la variation du cours, en dollars canadiens, des actions série A ainsi que le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2014.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2013	24,75	23,55	4 957
Février 2013	25,00	24,00	2 695
Mars 2013	25,15	21,85	7 621
Avril 2013	22,39	20,24	9 742
Mai 2013	22,43	21,25	5 717
Juin 2013	21,71	17,24	9 187
Juillet 2013	18,47	17,41	6 235
Août 2013	19,15	17,30	4 172
Septembre 2013	20,49	18,85	4 448
Octobre 2013	20,25	18,94	4 555
Novembre 2013	20,64	19,11	4 815
Décembre 2013	20,01	19,01	7 038
Janvier 2014	20,18	19,49	2 640
Février 2014	20,55	19,50	3 706
1 ^{er} mars au 27 mars 2014	20,39	19,70	1 337

DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %

Les débetures sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.DB ».

Le tableau suivant indique la variation du cours, en dollars canadiens, des débetures et le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2014.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2013	107,50	105,45	2 003
Février 2013	109,00	106,60	416
Mars 2013	107,83	101,50	1 619
Avril 2013	105,97	100,90	1 138
Mai 2013	106,53	103,84	236
Juin 2013	105,04	101,18	362
Juillet 2013	102,00	100,00	874
Août 2013	102,00	100,59	653
Septembre 2013	101,50	100,00	723
Octobre 2013	102,98	100,52	466
Novembre 2013	104,00	102,25	890
Décembre 2013	105,00	102,55	507
Janvier 2014	106,45	103,75	820
Février 2014	105,71	102,02	768
1 ^{er} mars au 27 mars 2014	105,00	103,00	781

ACTIONS SÉRIE C

Les actions série C sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.PR.C. ».

Le tableau suivant indique la variation du cours, en dollars canadiens, des actions série C ainsi que le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2014.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2013	23,70	23,12	7 777
Février 2013	23,75	23,52	6 842
Mars 2013	23,75	20,76	6 915
Avril 2013	22,90	21,70	5 937
Mai 2013	22,61	21,32	3 752
Juin 2013	21,65	18,26	5 744
Juillet 2013	19,11	18,34	4 006
Août 2013	18,75	17,55	4 767
Septembre 2013	19,64	17,80	7 067
Octobre 2013	19,14	18,20	6 329
Novembre 2013	18,74	17,96	3 167
Décembre 2013	18,48	17,95	6 545
Janvier 2014	19,55	18,42	1 953
Février 2014	19,20	18,29	2 880
1 ^{er} mars au 27 mars 2014	20,10	19,28	1 166

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

ADMINISTRATEURS

Le tableau suivant indique le nom, la municipalité, la province ou l'État et le pays de résidence de chaque administrateur de la société à la date de la présente notice annuelle, ses fonctions principales, la période durant laquelle il a été administrateur et les actions ordinaires en chiffre et en pourcentage détenues par chaque administrateur. Chaque administrateur élu exerce son mandat jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires ou jusqu'à ce qu'un successeur soit élu par les actionnaires, sauf si l'administrateur donne sa démission ou si son poste devient vacant en raison de la destitution de l'administrateur, de son décès ou d'une autre cause.

Nom et municipalité de résidence	Administrateur depuis	Fonctions principales	Actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles un contrôle ou une emprise est exercé ⁽¹⁾	% des actions ordinaires
MICHEL LETELLIER, St-Lambert (Québec) Canada	2002	Président et chef de la direction de la société	609 308	0,636%
DANIEL L. LAFRANCE ⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁷⁾ Montréal (Québec) Canada	2003	Administrateur de sociétés	27 000	0,028%
JEAN LA COUTURE ⁽⁴⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁹⁾ Montréal (Québec) Canada	2003	Président, Huis Clos Ltée, consultants en gestion d'entreprise et conseillers en conflits et litiges	22 639	0,024%
JOHN A. HANNA ⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾ Toronto (Ontario) Canada	2003	Administrateur de sociétés	53 800	0,056%
LISE LACHAPELLE ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁷⁾ Montréal (Québec) Canada	2003	Administratrice de sociétés	10 220	0,011 %
RICHARD LAFLAMME ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾⁽⁷⁾ St-Laurent, Île d'Orléans (Québec) Canada	2003	Administrateur de sociétés	13 000	0,014%
WILLIAM A. LAMBERT ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾ Toronto (Ontario) Canada	2007	Administrateur de sociétés	153 300	0,160%

1) L'information sur les actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles une emprise ou un contrôle est exercé par chaque administrateur a été fournie par chaque administrateur individuellement.

2) Membre du comité de gouvernance d'entreprise.

3) Membre du comité de candidatures.

4) Membre du comité d'audit.

5) Membre du comité des ressources humaines.

6) Président du conseil d'administration, président du comité des candidatures, membre du comité d'audit et membre de tous les autres comités de la société.

7) John A. Hanna, Lise Lachapelle, Jean La Couture, Richard Laflamme et Daniel Lafrance ont été nommés administrateurs de la société le 29 mars 2010 à la réalisation du regroupement stratégique de la société et d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « **Fonds** ») par voie d'une prise de contrôle inversée (l'« **arrangement** »). Avant l'arrangement, ils étaient fiduciaires d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation, une filiale en propriété exclusive du Fonds qui était lui-même un émetteur ouvert inscrit à la TSX.

8) John A. Hanna détient également 4 000 actions série A, représentant 0,117 % des actions série A émises et en circulation et 5 000 actions série C, représentant 0,0025 % des actions série C émises et en circulation.

9) Jean La Couture détient également indirectement des débetures d'un capital de 200 000 \$.

Au cours des cinq dernières années, chacun des administrateurs susmentionnés a exercé ses fonctions principales actuelles ou d'autres fonctions de direction au sein des sociétés indiquées en regard de son nom ou auprès de sociétés ou d'entreprises associées, y compris des sociétés appartenant au même groupe et des sociétés remplacées, sauf William A. Lambert qui, avant janvier 2010, était associé de Birch Hill Equity Partners, Richard Laflamme qui était, avant décembre 2012, Directeur général du Régime de retraite de l'Université du

Québec et Daniel L. Lafrance qui était avant août 2013, premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des finances et secrétaire de Lantic inc.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Le tableau suivant indique le nom, la municipalité, la province ou l'État ainsi que le pays de résidence de chaque membre de la haute direction, sa fonction et son poste principal et l'année d'entrée en fonction à titre de membre de la haute direction de la société.

Nom et municipalité de résidence	Membre de la haute direction depuis	Fonction/poste principal
MICHEL LETELLIER, MBA St-Lambert (Québec) Canada	2003	Président et chef de la direction
JEAN PERRON, CPA, CA Brossard (Québec) Canada	2003	Chef de la direction financière et Vice-président principal
JEAN TRUDEL, MBA Montréal (Québec) Canada	2003	Chef de la direction des investissements et Vice-président principal – Communications
FRANÇOIS HÉBERT Bromont (Québec) Canada	2003	Vice-président principal – Exploitation et Entretien
RICHARD BLANCHET, P. ING., M. Sc. North Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2004	Vice-président principal – Région de l'Ouest
PETER GROVER, ING. St-Bruno (Québec) Canada	2005	Vice-président principal – Gestion de projets
RENAUD DE BATZ DE TRENQUELLÉON, P.Geo., M.Sc., MBA North Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2005	Vice-président principal – Développement hydroélectrique
MATTHEW KENNEDY, M.Sc., R.P.Bio. Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2011	Vice-président - Environnement, Région de l'ouest
ANNE CLICHE Laval (Québec) Canada	2011	Vice-présidente - Développement organisationnel et gestion du talent
CLAUDE CHARTRAND, P.ING. B.A.Sc. Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2012	Vice-président – Ingénierie
NATHALIE THÉBERGE, LL.B Montréal (Québec) Canada	2010	Directrice principale – Affaires juridiques corporatives et Secrétaire corporatif

Au cours des cinq dernières années, chacun des membres de la haute direction susmentionnés a exercé ses fonctions principales actuelles ou d'autres fonctions de direction auprès de la société, sauf : Claude Chartrand qui était de novembre 2010 à février 2012, vice-président Énergie à AECOM Canada et avant novembre 2010, vice-président et chef des opérations des Amériques à RSW inc.; Anne Cliche qui, avant juillet 2011, était consultante en développement organisationnel et gestion du changement; Matt Kennedy qui était de 2010 à avril 2011, vice-président Environnement pour Cloudworks Energy Inc. et, avant 2010, était responsable du développement chez Canadian Hydro Developers; et Nathalie Théberge qui avant novembre 2010, pratiquait le droit en tant que consultante depuis septembre 2009 et, avant septembre 2009, a été Directrice - Affaires juridiques et secrétaire corporatif chez Sanimax Industries inc.

Les administrateurs et membres de la haute direction de la société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 706 789 actions ordinaires, soit 1,78 % du total des actions ordinaires émises et en circulation de la société, ou exercent un contrôle ou une emprise sur ces actions.

FAILLITE, INSOLVABILITÉ, INTERDICTION D'OPÉRATIONS ET PÉNALITÉS

À titre d'administrateur de Québecor Inc., l'actionnaire majoritaire de Québecor World Inc., on a demandé à Jean La Couture de se joindre au conseil d'administration de Québecor World Inc. le 10 décembre 2007. Le 21 janvier 2008, Québecor World Inc. a demandé la protection contre ses créanciers au terme de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) et du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis.

Le 16 décembre 2008, Jean La Couture a démissionné de son poste d'administrateur de Québecor World Inc. En juillet 2009, Québecor World Inc. est sortie des procédures de faillite canadiennes et américaines.

Lise Lachapelle a été administratrice d'AbitibiBowater Inc. de 2007 jusqu'en décembre 2010. En avril 2009, AbitibiBowater Inc., avec certaines de ses filiales américaines et canadiennes, a présenté une demande volontaire de protection auprès du tribunal des faillites des États-Unis dans le district du Delaware en vertu des chapitres 11 et 15 du *Bankruptcy Code* des États-Unis, dans sa version modifiée, et certaines de ses filiales canadiennes ont demandé la protection contre leurs créanciers aux termes de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) auprès de la Cour supérieure du Québec, au Canada. En décembre 2010 AbitibiBowater Inc. est sortie des procédures de faillite canadiennes et américaines.

À l'exception de ce qui précède et à la connaissance de la société, aucun des administrateurs et dirigeants de la société a) n'est à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été au cours des dix années qui précèdent la date de la présente notice annuelle, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société qui a fait l'objet i) d'une ordonnance prononcée pendant que l'administrateur ou dirigeant de la société exerçait des fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances, ou ii) d'une ordonnance prononcée après que l'administrateur ou dirigeant de la société a cessé d'exercer les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances et découlant d'un événement survenu pendant qu'il exerçait ces fonctions, b) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, administrateur ou membre de la haute direction d'une société qui, pendant qu'il exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, conclut un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndicat de faillite a été nommé pour détenir ses biens; ni c) n'a, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclut un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndicat de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

Pour les besoins du paragraphe qui précède, « ordonnance » s'entend d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance semblable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance qui refusait à la société visée de se prévaloir d'une dispense en vertu de la législation en valeurs mobilières, qui a été en vigueur pendant une période de plus de 30 jours consécutifs.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Il n'existe aucun conflit d'intérêts en cours ou potentiel entre la société ou l'une de ses filiales et leurs administrateurs et dirigeants respectifs. Certains administrateurs et dirigeants de la société sont également des administrateurs ou des dirigeants d'autres sociétés. Ces liens peuvent de temps à autre donner lieu à des conflits d'intérêts. La direction de la société et le conseil d'administration évalueront tout conflit d'intérêts éventuellement susceptible de survenir conformément aux attentes et objectifs raisonnables de la société et agiront selon quelque obligation de diligence ou obligation d'agir de bonne foi envers la société.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2013, ni la société, ni ses biens n'ont fait l'objet de quelque instance qui aurait un effet défavorable important sur celle-ci ou ceux-ci. Pour autant que sache la société, aucune instance visant la société ou ses biens n'est imminente.

Cependant, le 14 janvier 2014, Harrison Hydro Project Inc., Fire Creek Project Limited Partnership, Lamont Creek Project Limited Partnership, Stokke Creek Project Limited Partnership, Tipella Creek Project Limited Partnership and Upper Stave Project Limited Partnership ont déposé des appels auprès de l'Environmental Appeal Board (Colombie-Britannique) contestant une décision du contrôleur du Water Rights visant les taux de redevances d'énergie hydraulique qui seront facturés en vertu de la loi intitulé *Water Act* R.S.B.C. 1996, c. 483 en ce qui concerne les centrales Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River. Le résultat des appels peut avoir une incidence sur les dépenses de ces entités sur une base annuelle ce qui représenterait une augmentation globale d'environ 1,6 M\$ pour les droits d'usage de l'eau. Le montant de cette augmentation potentielle des droits d'usage de l'eau a été inclus dans les résultats de la société pour l'année 2013. La société détient une participation indirecte de 50,0024% dans ces centrales.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun des administrateurs, dirigeants ou actionnaires qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % de toute catégorie d'actions de la société ou exerce un contrôle ou une emprise sur ces actions, ni aucune personne ayant un lien avec une telle personne ni aucun membre du même groupe, n'a ou n'a eu d'intérêt

important, direct ou indirect, dans toute opération au cours des trois derniers exercices ou de l'exercice courant ou dans une opération envisagée, qui a eu ou aura une incidence importante sur la société.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de la société est Services aux investisseurs Computershare inc. pour les actions ordinaires, les actions série A, les actions série B et les actions série C, et Société de fiducie Computershare du Canada pour les débentures à leurs bureaux à Toronto et Montréal.

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice 2013, la société n'a pas conclu de contrats importants. Cependant, en 2011 et 2012, elle a conclu les contrats importants suivants qui sont toujours en vigueur et disponibles sur le site Internet de SEDAR au www.sedar.com.

- la convention de Cloudworks, dont les détails figurent à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 »; et
- la quatrième convention de crédit modifiée et reformulée, dont les détails figurent à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 ».
- la convention d'achat de participation, dont les détails figurent à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2012 »;

INTÉRÊT DES EXPERTS

Deloitte s.e.n.c.r.l. est l'auditeur indépendant de la société et a confirmé son indépendance par rapport à la société, au sens du Code de déontologie de l'Ordre des comptables professionnels agréés du Québec.

INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit se compose entièrement d'administrateurs qui respectent les exigences en matière d'indépendance et d'expérience du Règlement 52-110 sur le comité d'audit adopté en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec). John A. Hanna est président du comité d'audit et Jean La Couture, Daniel L. Lafrance et William A. Lambert sont les autres membres du comité. Chacun d'eux est indépendant et possède des compétences financières au sens du Règlement 52-110 sur le comité d'audit. La charte du comité d'audit figure à l'annexe B des présentes.

En plus de posséder des compétences sur le plan opérationnel (avoir une expérience considérable dans la prise de décisions quotidiennes dans le domaine des affaires et l'atteinte d'objectifs commerciaux stratégiques, acquise dans le cadre d'une expérience antérieure significative assortie d'une responsabilité étendue de l'exploitation), les membres du conseil d'administration qui font partie du comité d'audit de la société doivent avoir des compétences financières, c'est-à-dire être en mesure de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la société, et par ailleurs en conformité avec les normes de gouvernance applicables en vertu des lois et règlements sur les valeurs mobilières applicables. Tous les membres du comité d'audit possèdent des compétences tant sur le plan opérationnel que financier.

La formation et l'expérience connexe de chacun des membres du comité d'audit sont décrites ci-après.

John A. Hanna (président) – John A. Hanna est administrateur de sociétés, sa fonction principale depuis novembre 2005. Entre 2003 et juillet 2005, il a été chef de la direction de Rexel Canada Électricité Inc. John A. Hanna a obtenu un baccalauréat en commerce (comptabilité) de l'Université Loyola (aujourd'hui Université Concordia) et est également FCPA et un Fellow de CGA Canada. Il siège actuellement au conseil d'administration d'Uni-Select Inc. et Métaux Russel inc., deux émetteurs assujettis et d'avril 2009 à avril 2013, il est membre du comité indépendant de Transport Canada et d'Infrastructure Canada.

Jean La Couture – Jean La Couture est président de Huis Clos ltée, entreprise de gestion et de médiation. Il est également Fellow de l'Ordre des Comptables professionnels agréés du Québec et est membre de l'Ordre des Comptables professionnels agréés du Québec depuis 1967. Jean La Couture a dirigé Le Groupe Mallette (cabinet comptable) avant de devenir président et chef de la direction de La Garantie, Compagnie d'Assurance de l'Amérique du Nord. En 1995, Jean La Couture a fondé Huis Clos ltée, qui se spécialise dans la gestion et la médiation ainsi que dans les négociations civiles et commerciales. De plus, il est président du conseil de Groupe Pomerleau et administrateur et président du comité d'audit de Québecor inc., un émetteur assujetti. Il agit aussi à titre d'administrateur de la Caisse de dépôt et placement du Québec.

Daniel L. Lafrance – Daniel L. Lafrance est principalement administrateur de sociétés depuis août 2013. Avant cette date, il était premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des finances et secrétaire de Lantic Inc., propriété exclusive de Rogers Sugar Inc. de février 1992 à août 2013. Il détient un baccalauréat en comptabilité (1977) de l'Université d'Ottawa. Daniel L. Lafrance est également membre de l'Ordre des Comptables professionnels agréés du Québec depuis 1980 et de l'Institute of Chartered Accountants of Ontario. Il siège actuellement au conseil d'administration de Lantic Inc.

William A. Lambert - William A. Lambert est principalement administrateur de sociétés depuis décembre 2009. Il a été associé de Birch Hill Equity Partners d'août 2005 à décembre 2009 et dirigeant de Groupe TD Capital Limitée de 1987 à janvier 2006. William A. Lambert a obtenu un M.B.A. de la York University et un baccalauréat en sciences en génie électrique de la Massachusetts Institute of Technology. Il est actuellement administrateur d'Ag Growth International Inc. et de Biox Corporation, entités qui sont des émetteurs assujettis.

Le total des honoraires versés, y compris la quote-part de la société des honoraires versés par ses coentreprises, pour des services professionnels rendus par Deloitte s.e.n.c.r.l. et les membres de son groupe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2013 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2012, est présenté dans le tableau suivant.

Honoraires	Exercice terminé le 31 décembre 2013	Exercice terminé le 31 décembre 2012
Honoraires d'audit	537 660 \$	578 000 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	Néant	Néant
Honoraires pour services fiscaux	115 200 \$	Néant
Tous les autres honoraires	Néant	Néant
Total des honoraires¹⁾ :	652 860 \$	578 000 \$

1) Le total des honoraires payés à Deloitte s.e.n.c.r.l., sans tenir compte de la participation proportionnelle de la société dans ses coentreprises, s'est établi à 693 810 \$ en 2013 et à 624 000 \$ en 2012.

Dans le tableau qui précède, les expressions utilisées dans la colonne « **Honoraires** » ont le sens suivant : les « **honoraires d'audit** » désignent tous les honoraires relatifs à des services professionnels fournis pour l'audit des états financiers. Ils comprennent également les services fournis par les auditeurs relativement aux autres dépôts de documents prévus par la loi et la réglementation, notamment les états financiers des filiales de la société ou du Fonds, selon le cas, ainsi que les services que seuls les auditeurs de la société, peuvent rendre généralement, notamment les lettres d'intention, les consentements et le soutien relatifs à l'examen des documents déposés auprès des commissions des valeurs mobilières. Les « **honoraires pour services liés à l'audit** » désignent les honoraires relatifs au contrôle préalable se rapportant à des fusions et à des acquisitions potentielles et ne sont pas inclus dans les « **honoraires d'audit** ». Les « honoraires pour services fiscaux » désignent l'ensemble des honoraires facturés pour les services fournis relativement à la conformité en matière d'impôt sur le revenu, de taxes à la consommation et d'autres obligations fiscales et aux conseils et aux services de planification en matière de fiscalité nationale et internationale. « **Tous les autres honoraires** » désignent l'ensemble des honoraires facturés pour des produits et services fournis par les auditeurs externes de la société, à l'exception des « honoraires d'audit », des « honoraires pour services liés à l'audit » et des « **honoraires pour services fiscaux** ».

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements complémentaires, y compris la rémunération des administrateurs et dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs des titres de la société et les titres autorisés à des fins d'émission aux termes de plans de rémunération en actions, se trouvent dans la circulaire d'information de la société préparée à l'égard de la dernière assemblée annuelle des actionnaires de la société et qui peut être consultée sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Des renseignements financiers supplémentaires sur la société sont fournies dans ses états financiers audités et son rapport de gestion pour le dernier exercice terminé lesquels peuvent être consultés sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Toutes les demandes visant les documents précités doivent être envoyées au secrétaire corporatif d'Innergex énergie renouvelable inc. à l'adresse 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) J4K 5G4 ou par courriel legal@innergex.com ou par télécopieur au numéro 450-928-2544.

GLOSSAIRE

« **acquisition de Cloudworks** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 ».

« **acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2012 ».

« **acte de fiducie relatif aux débetures** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital - Débetures convertibles 5,75 % ».

« **actions ordinaires** » Les actions ordinaires au sens de la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions privilégiées** » Les actions privilégiées au sens de la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions série A** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions série B** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions série C** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **arrangement** » Le 31 janvier 2010, la société et le Fonds ont conclu une convention relative à l'arrangement définitive visant un regroupement stratégique des deux entités aux termes duquel le Fonds a acquis la société par voie d'une prise de contrôle inversée, donnant par le fait même effet à la conversion du Fonds en une société par actions.

« **autres projets hydroélectriques et projets en développement d'Hydroméga** » Le projet de Dokis, les projets de Kapuskasing et la centrale Sainte-Marguerite.

« **BC Hydro** » British Columbia Hydro and Power Authority.

« **BCTC** » British Columbia Transmission Corporation.

« **Boulder Creek SEC** » Boulder Creek Power Limited Partnership.

« **C.-B.** » La province de la Colombie-Britannique.

« **CAÉ** » Un contrat d'achat d'électricité, un contrat d'approvisionnement en électricité, un contrat d'achat d'électricité ou un contrat d'approvisionnement en énergie renouvelable.

« **CAÉ Mesgi'g Ugju's'n (MU)** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets éoliens en développement – Projet Mesgi'i Ugju's'n (MU) ».

« **Capital Power** » Collectivement, Capital Power L.P. et Capital Power Generation Services Inc.

« **CC&L** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société - Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectrique situées en Colombie-Britannique ».

« **centrale Ashlu Creek** » La centrale hydroélectrique de 49,9 MW située sur la rivière Ashlu Creek, en Colombie-Britannique.

« **centrale Batawa** » La centrale hydroélectrique de 5 MW située sur Trent-Severn Waterway près de Trenton, en Ontario.

« **centrale Brown Lake** » La centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 7,2 MW située sur la Ecstall River, près de Prince Rupert en Colombie-Britannique.

« **centrale Chaudière** » La centrale hydroélectrique de 24 MW située sur la rivière Chaudière près de Lévis, au Québec.

« **centrale Douglas Creek** » La centrale hydroélectrique de 27 MW située près de la confluence de Douglas Creek et Little Harrison Lake en Colombie-Britannique.

« **centrale Fire Creek** » La centrale hydroélectrique de 23 MW située près de la confluence de Fire Creek et State River en Colombie-Britannique.

« **centrale Fitzsimmons Creek** » La centrale hydroélectrique de 7,5 MW située sur Fitzsimmons Creek dans la municipalité de villégiature de Whistler, en Colombie-Britannique.

« **centrale Glen Miller** » La centrale hydroélectrique de 8 MW située sur Trent River à Trenton, en Ontario.

« **centrale Horseshoe Bend** » La centrale hydroélectrique de 9,5 MW située sur Payette River, dans l'État de l'Idaho, aux États-Unis.

« **centrale Kwoiek Creek** » La centrale hydroélectrique de 49,9 MW situé à Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique.

« **centrale Lamont Creek** » La centrale hydroélectrique de 27 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Lamont Creek.

« **centrale Magpie** » La centrale hydroélectrique de 40,6 MW, située sur la rivière Magpie, dans la municipalité de Rivière-Saint-Jean à environ 150 km à l'est de Sept-Îles, Québec.

« **centrale Miller Creek** » La centrale hydroélectrique de 33 MW, située sur Miller Creek, près de Pemberton, en Colombie-Britannique, à environ 30 km au nord-est de la municipalité de villégiature de Whistler, en Colombie-Britannique.

« **centrale Montmagny** » La centrale hydroélectrique de 2,1 MW située sur la rivière du Sud dans la ville de Montmagny, au Québec.

« **centrale Northwest Stave River** » La centrale d'énergie hydroélectrique de 17,5 MW situé à environ 35 km au nord de Mission, en Colombie-Britannique.

« **centrale Rutherford Creek** » La centrale hydroélectrique de 49,9 MW située près de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **centrale Saint-Paulin** » La centrale hydroélectrique de 8 MW située dans la municipalité de Saint-Paulin, au Québec.

« **centrale Stokke Creek** » La centrale hydroélectrique de 22 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Stokke Creek.

« **centrale Tipella Creek** » La centrale hydroélectrique de 18 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Tipella Creek.

« **centrale Umbata Falls** » La centrale hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW situé sur White River, en Ontario.

« **centrale Upper Stave River** » La centrale hydroélectrique de 33 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Stave River.

« **centrale Windsor** » La centrale hydroélectrique de 5,5 MW située sur la rivière St-François, près de Windsor, au Québec.

« **centrales en exploitation de Harrison** » Les six centrales hydroélectriques au fil de l'eau ayant une puissance brute installée combinée de 150 MW, soit la centrale Douglas Creek, la centrale Fire Creek, la centrale Stokke Creek, la centrale Tipella Creek, la centrale Upper Stave River et la centrale Lamont Creek.

« **centrales Portneuf** » Les trois centrales Portneuf soit Portneuf - 1 de 8 MW, Portneuf - 2 de 9,9 MW et Portneuf - 3 de 8 MW situées sur la rivière Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf et Saint-Paul-du-Nord-Sault-au-Mouton dans la seigneurie des Mille-Vaches, au Québec.

« **CÉO** » La Commission de l'énergie de l'Ontario.

« **CHI** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales en exploitation Harrison ».

« **Cloudworks** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 ».

« **communautés Mi'gmaq** » Les trois communautés situées sur le territoire du Gespe'gewa'gi : Gespeg, Gesgapegiag et Listuguj.

« **convention d'achat de Finavera** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2012 ».

« **convention d'achat de participation** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2012 ».

« **convention de Cloudworks** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 ».

« **convention de prise ferme relative aux reçus de souscription** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 ».

« **convention de prise ferme série C** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2012 ».

« **conventions de souscription** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 ».

« **cours du marché en vigueur** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Débentures convertible 5,75 % ».

« **Creek Power** » Creek Power Inc.

« **date de conversion série B** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

« **DBRS** » DBRS Limited.

« **DDP** » demandes de propositions.

« **débentures** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 5,75 % ».

« **demande de propositions** » ou « **DDP** » Une demande de propositions lancée par un gouvernement provincial ou une entité créée par ce gouvernement à cette fin.

« **Fonds** » Innergex Énergie, Fonds de revenu.

« **HHLP** » Harrison Hydro Limited Partnership.

« **honoraires d'audit** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Information sur le comité d'audit ».

« **honoraires pour services liés à l'audit** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Information sur le comité d'audit ».

« **Hydroméga** » Hydroméga Services inc.

« **initiative écoÉNERGIE** » l'initiative du gouvernement fédérale pour l'énergie renouvelable prévoyant un paiement incitatif de 10 \$ le MWh pour les dix premières années d'exploitation.

« **installations en exploitation** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **IPC** » L'indice des prix à la consommation pour le Canada.

« **Kwoiek Creek SEC** » Kwoiek Creek Resources Limited Partnership.

« **km** » Kilomètre.

« **kV** » Un kilovolt ou 1 000 volts.

« **kWh** » Un kilowatt par heure ou 1 000 watts par heure.

« **Ledcor** » Ledcor Power Group Ltd.

« **les projets et les centrales qui partagent** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Facteurs de risque – Risques relatifs à la société – Infrastructure d'interconnexion et de transport partagée ».

« **Mesgi'g Ugnu's'n (MU) SEC** » Parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU), S.E.C.

« **Mi'gmawei Mawiomi** » est un organisme qui représente trois communautés Mi'gmaq.

« **modalités relatives aux actions série A et aux actions série B** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions série A et Actions série B ».

« **modalités relatives aux actions série C** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions série C ».

« **MRC de Minganie** » Municipalité régionale de comté de Minganie.

« **MW** » Un million de watts ou un mégawatt.

« **MWh** » Un million de watts par heure ou un mégawatt par heure.

« **normes de portefeuille renouvelable** » ou « **NPR** » Les normes, politiques, objectifs ou règlements établis par l'entité ou le gouvernement respectif à cette fin, ciblant ou demandant la mise en valeur, l'augmentation ou l'achat de formes renouvelables de production d'électricité dans cette province.

« **notation** » ou « **note** » A la signification qui lui est attribuée à la sous-rubrique « La notation peut ne pas refléter le rendement réel de la société et une baisse de la notation peut survenir » sous « Facteurs de risque ».

« **OÉO** » L'Office de l'électricité de l'Ontario.

« **OPG** » L'Ontario Power Generation.

« **parc éolien Baie-des-Sables** » Le parc éolien de 109,5 MW situé à Baie-des-Sables et Métis-sur-Mer, au Québec.

« **parc éolien Carleton** » Le parc éolien de 109,5 MW situé dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure, au Québec.

« **parc éolien Gros-Morne** » Le parc éolien de 211,5 MW situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec.

« **parc éolien L'Anse-à-Valleau** » Le parc éolien de 100,5 MW situé à L'Anse-à-Valleau, au Québec.

« **parcs éoliens Cartier** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés au Québec ».

« **parc éolien Montagne Sèche** » Le parc éolien de 58,5 MW situé dans la municipalité du Canton de Cloridorme, au Québec.

« **parc éolien Viger-Denonville** » Le parc éolien de 24,6 MW situé dans les municipalités de Saint-Paul-de-la-Croix et Saint-Épiphanie, au Québec.

« **parc solaire Stardale** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 ».

« **période à taux fixe initiale** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital - Actions privilégiées ».

« **période à taux fixe subséquente** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital - Actions privilégiées ».

« **placement de débentures** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 5,75 % ».

« **placement de reçus de souscription** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 ».

« **placement série A** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

« **placement série C** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2012 ».

« **PND** » la Première Nation Douglas.

« **PMLT** » Production moyenne à long terme.

« **programme d'offre standard** » ou « **POS** » Un programme ou un mécanisme, mis sur pied par un gouvernement provincial ou une entité créée par ce gouvernement à cette fin, par l'entremise duquel un processus contractuel standard et simplifié et des modalités contractuelles sont offerts aux producteurs indépendants d'énergie pour conclure des CAÉ à l'égard de projets de production d'électricité renouvelable relativement petits.

« **programme TRG** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché – Cadre réglementaire et marchés pour l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la société - Ontario ».

« **projet Big Silver Creek** » Le projet hydroélectrique de 40,6 MW situé approximativement à 40 km au nord de Harrison Hot Springs en Colombie-Britannique.

« **projet Boulder Creek** » Le projet hydroélectrique de 25,3 MW situé à 56 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **projet Mesgi'g Uju's'n (MU)** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2013 ».

« **projet North Creek** » Le projet hydroélectrique de 16 MW situé à 38 kilomètres environ au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **projet Tretheway Creek** » Le projet d'énergie hydroélectrique de 23,2 MW situé à 50 kilomètres environ de Harrison Hot Springs en Colombie-Britannique.

« **projet Upper Lillooet River** » Le projet hydroélectrique de 81,4 MW situé sur Lillooet River au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **projets éoliens potentiels de la Colombie-Britannique** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets Potentiels – Autres projets éoliens potentiels en Colombie-Britannique ».

« **projets en développement** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **projets éoliens potentiels du Québec** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets Potentiels – Divers autres projets éoliens potentiels du Québec »

« **projets potentiels** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **prospectus relatif aux actions série A** » Le prospectus simplifié relatif aux actions série A daté du 7 septembre 2010.

« **PV** » Photovoltaïque.

« **reçus de souscription** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2011 ».

« **société** » Innergex énergie renouvelable inc. et comprend ses filiales, à moins que le contexte ne s'y oppose.

« **sous-station de Kwalsa** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Facteurs de risques ».

« **S&P** » Standard & Poor's.

« **TransCanada** » TransCanada Energy Ltd.

« **TSX** » La Bourse de Toronto.

« **TWh** » 1 000 gigawatts par heure ou 1 000 000 de mégawatts par heure.

« **UHT** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

« **Viger-Denonville SEC** » Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c.

- 1) À moins d'indication contraire, la société détient une participation directe ou indirecte de 100 % dans l'entité.
- 2) Ashlu Creek Investments L.P. est propriétaire de la totalité de la centrale Ashlu Creek et son commandité est 675729 British Columbia Ltd.
- 3) Umbata Falls L.P. est propriétaire de la totalité de la centrale Umbata Falls et son commandité est Begetekong Power Corporation, dont une tranche de 49 % est détenue par Innergex II inc.
- 4) Innergex Montmagny, S.E.C. est propriétaire exclusif de la centrale Montmagny et son commandité est Innergex Windsor-Montmagny inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex inc.
- 5) Hydro-Windsor, S.E.C. est propriétaire exclusif de la centrale Windsor et son commandité est Innergex Windsor-Montmagny inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex inc.
- 6) Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C. possède la totalité du parc éolien Viger-Denonville et son commandité est Parc éolien communautaire Viger-Denonville inc., qui appartient à 50 % à Innergex inc.
- 7) Société en commandite Maggie est propriétaire exclusif de la centrale Magpie et son commandité est Innergex Magpie inc., filiale en propriété exclusive de la société.
- 8) Parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU), S.E.C. possède la totalité du projet Mesgi'g Ugnu's'n (MU) et son commandité est Parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU) inc., qui appartient à 50 % à Innergex Inc.
- 9) Rutherford Creek Power L.P. est propriétaire exclusif de la centrale Rutherford Creek et son commandité est Rutherford Creek Power Ltd.
- 10) Northwest Stave River Hydro LP possède la totalité de la centrale Northwest Stave River et son commandité est Northwest Stave River Hydro Inc.
- 11) Tretheway Creek Power L.P. est propriétaire exclusif du projet Tretheway Creek et son commandité est Tretheway Creek Power Inc.
- 12) Big Silver Creek Power L.P. est propriétaire exclusif du projet Big Silver Creek et son commandité est Big Silver Creek Power Inc.
- 13) Trent-Severn Power, L.P. est propriétaire exclusif de la centrale Batawa et son commandité est Trent-Severn Power Corporation.
- 14) Stardale Solar LP possède la totalité du parc solaire Stardale et son commandité est Solaris Energy Partners inc.
- 15) Innergex GM, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans les parcs éoliens Gros-Morne et son commandité est Innergex GM inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.
- 16) Innergex MS, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien Montagne Sèche et son commandité est Innergex MS inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.
- 17) Innergex CAR, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien Carleton et son commandité est Innergex CAR inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.
- 18) Kwoiek Creek Resources L.P. est propriétaire exclusif de la centrale Kwoiek Creek et son commandité est Kwoiek Creek Resources GP Inc., propriété d'Innergex II inc. quant à 50 %.
- 19) Glen Miller Power, LP est propriétaire exclusif de la centrale Glen Miller et son commandité est Glen Miller Power inc.
- 20) Innergex AAV, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien L'Anse-à-Valleau et son commandité est Innergex AAV inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex inc.
- 21) Innergex BDS II, SEC est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien Baie-des-Sables et son commandité est Innergex BDS inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex inc.
- 22) Innergex, S.E.C. est propriétaire exclusif de la centrale Chaudière, des centrales Portneuf et de la centrale Saint-Paulin et son commandité est Innergex inc.
- 23) Brown Miller Power LP possède la totalité des centrales Brown Lake et Miller Creek et son commandité est Brown Miller Power GP Inc.
- 24) Harrison Hydro Limited Partnership détient la totalité des parts de société en commandite de chacune des 6 centrales en exploitation Harrison et son commandité est Harrison Hydro inc., qui appartient à 50,0024% à Innergex inc.
- 25) Les 6 centrales en exploitation Harrison à savoir la centrale Douglas Creek Limited Partnership, la centrale Fire Creek Limited Partnership, la centrale Lamont Creek Limited Partnership, la centrale Stokke Creek Limited Partnership, la centrale Tipella Creek Project Limited Partnership et la centrale Upper Stave Project Limited Partnership détiennent 100 % de leur projet respectif et leur commandité est Harrison Hydro Project inc., filiale en propriété exclusive d'Harrison Hydro Limited Partnership.
- 26) La société détient 66,7 % de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Creek Power inc. et 19 242 408 actions privilégiées de série 1 de Creek Power inc.
- 27) Fitzsimmons Creek Hydro L.P. est propriétaire exclusif de la centrale Fitzsimmons Creek et son commandité est Fitzsimmons Creek Investments Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.
- 28) Upper Lillooet River Power L.P. est propriétaire exclusif du projet Upper Lillooet River et son commandité est Upper Lillooet River Power Inc., filiale en propriété exclusive de la société.
- 29) Boulder Creek Power L.P. est propriétaire exclusif du projet Boulder Creek et son commandité est Boulder Creek Power Inc., filiale en propriété exclusive de la société.

ANNEXE B

CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT

La présente Charte établit le rôle du Comité d'audit du Conseil (le « Comité ») d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») et est assujettie aux dispositions des statuts et des règlements de la Société ainsi qu'aux lois applicables. La Charte n'a pas pour but de limiter, d'augmenter ni de modifier d'une quelconque façon les responsabilités du Comité stipulées par les statuts et règlements de la Société ainsi que par les lois applicables.

1. Rôle

En plus des pouvoirs et de l'autorité conférés aux administrateurs dans les statuts et les règlements de la Société et tels que prescrits par les lois applicables, le Comité a essentiellement les mandats suivants :

- A. assurer la conformité de la Société aux lois et aux règlements applicables des gouvernements et des autorités concernant la communication de l'information financière;
- B. la pertinence des principes comptables et des décisions relatives à la présentation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus;
- C. la présentation d'une image fidèle de la situation financière de la Société dans ses états financiers trimestriels et annuels;
- D. la communication ponctuelle de l'information pertinente aux actionnaires et au public; et
- E. la mise en œuvre de contrôles internes efficaces pour l'ensemble des opérations de la Société et l'examen périodique de ces contrôles.

2. Composition

2.1. Nombre et critères

Le Comité doit être constitué selon les dispositions du Règlement 52-110 sur le comité d'audit, pouvant être modifié à l'occasion (« Règlement 52-110 »). Le Comité est composé uniquement de membres désignés comme étant indépendants, (selon la définition de ce terme dans le Règlement 52-110) et possédant des compétences financières (définies comme étant la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présente des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité qui pourraient raisonnablement être soulevées lors de la lecture des états financiers de la Société).

Le Comité sera composé d'au moins 3 membres.

2.2. Sélection et Président du Comité

Les membres et le Président du Comité sont nommés annuellement par le Conseil, suivant l'assemblée annuelle des actionnaires lors de laquelle les administrateurs sont nommés, ou jusqu'à ce que leurs remplaçants soient dûment nommés. Le Président désigne, de temps à autre, une personne qui peut mais ne doit pas nécessairement être membre du Conseil pour agir à titre de secrétaire.

À moins que le Président ne soit nommé par l'ensemble du Conseil, les membres du Comité peuvent désigner un président par un vote majoritaire de l'ensemble des membres du Comité.

Tout membre du Comité peut être révoqué ou remplacé à tout moment par le Conseil et cesse d'être membre de ce Comité dès qu'il cesse ses fonctions d'administrateur de la Société. Le Conseil peut combler les vacances au sein du Comité en procédant à une élection parmi les membres du Conseil. Dans le cas d'une vacance au sein du Comité, les membres restants peuvent exercer la totalité des pouvoirs du Comité dans la mesure où il y a quorum.

2.3. Rémunération

Les membres et le Président du Comité reçoivent une rémunération pour leur service tel que le Conseil peut déterminer de temps à autre.

2.4. Durée du mandat

Nul ne peut siéger sur le Comité pour une période de plus de six années consécutives, sauf si le Conseil, dans un cas particulier, détermine de faire exception à cette limitation.

3. Réunions

Le Comité se réunit au moins quatre fois par an, ou plus fréquemment si les circonstances l'exigent.

Le quorum aux fins de l'expédition des affaires à toute réunion du Comité doit être la majorité des membres du Comité, ou un nombre plus important tel que déterminé par le Comité par voie de résolution.

Le Comité tient des réunions de temps à autre et à tout endroit déterminé par n'importe lequel de ses membres, sous réserve d'un avis raisonnable signifié à chacun de ses membres au moins 48 heures à l'avance. Tous les membres du Comité peuvent renoncer à la période d'avis. Le Président du Conseil, le Président et chef de la direction, le Chef de la direction financière, le Secrétaire corporatif ou le vérificateur externe a le droit de demander à tout membre du Comité de convoquer une réunion.

Le Comité décide de tout point à inscrire à l'ordre du jour.

Le Comité doit dresser un procès-verbal de sa réunion et le Président doit le présenter à l'ensemble du Conseil en temps opportun.

Le Président peut demander aux membres de la haute direction ou à d'autres personnes d'assister aux réunions et de fournir de l'information pertinente, au besoin. Afin de s'acquitter de leurs tâches, les membres du Comité ont un accès complet à toute l'information de la Société et à toute autre information qu'ils jugent appropriée et sont autorisés à discuter de cette information ou d'autres questions relatives à la situation financière de la Société avec les cadres supérieurs, les dirigeants et l'auditeur externe de la Société et d'autres personnes qu'ils jugent appropriées.

Afin de favoriser une communication ouverte, le Comité ou son Président rencontre la direction et l'auditeur externe, séparément, au moins chaque trimestre pour discuter de questions qui, de l'avis du Comité ou de chacun de ces groupes, devraient faire l'objet d'une discussion privée. De plus, le Comité ou son Président doit rencontrer la direction chaque trimestre au sujet des états financiers trimestriels de la Société.

4. Responsabilités

Sans limiter la généralité de son rôle, tel que décrit à la section 1 ci-dessus, le Comité s'acquitte notamment des tâches suivantes :

4.1. Relations avec l'auditeur externe

- recommander au Conseil la nomination et la rémunération de l'auditeur externe;
- examiner la portée et les plans d'audit et des examens de l'auditeur externe. Le Comité peut autoriser l'auditeur externe à effectuer des examens ou des audits supplémentaires selon ce qu'il peut juger souhaitable;
- surveiller le travail de l'auditeur externe, y compris la résolution de tout désaccord entre l'auditeur externe et la direction;
- approuver au préalable tous les services non liés à l'audit (ou déléguer l'approbation au préalable dans la mesure permise par la loi) que l'auditeur externe doit rendre à la Société ou à ses filiales;
- chaque année, examiner et discuter avec l'auditeur externe toutes les relations importantes que celui-ci entretient avec la Société, afin d'évaluer son indépendance;
- examiner le rendement de l'auditeur externe et toute décharge de responsabilité proposée de l'auditeur externe lorsque les circonstances le justifient;
- consulter périodiquement l'auditeur externe, sans des membres de la direction, sur les expositions ou risques importants, les contrôles internes et autres mesures que la direction a prises pour contrôler ces risques, ainsi que l'exhaustivité et l'exactitude des états financiers, notamment la pertinence des contrôles internes visant à divulguer les paiements, opérations ou procédures qui pourraient être réputés illégaux ou autrement inappropriés;
- prendre des arrangements pour que l'auditeur externe puisse être disponible pour le Comité et le Conseil, au besoin; et
- étudier le jugement de l'auditeur externe sur la qualité, la transparence et le caractère approprié, et non seulement l'acceptabilité, des principes comptables et des pratiques de communication de l'information financière de la Société, tel qu'appliqués dans la présentation de l'information financière, y compris le degré de dynamisme et de prudence de ces principes comptables et des estimations sous-jacentes et le fait que ces principes soient des pratiques courantes ou des pratiques restreintes.

4.2. Information financière et communication de l'information au public

- examiner toutes les questions importantes du bilan, les obligations éventuelles importantes (y compris celles liées aux acquisitions ou aux cessions importantes) et toutes les opérations importantes entre parties liées;
- étudier les modifications importantes proposées aux principes et aux pratiques comptables de la Société;
- si cela est jugé approprié, établir des systèmes distincts de présentation de l'information au Comité par la direction et par l'auditeur externe;
- examiner et recommander l'approbation des états financiers annuels et trimestriels, du rapport de gestion connexe, et des communiqués de presse concernant les résultats annuels et trimestriels avant la publication de cette information;
- s'assurer que des procédures adéquates sont en place pour examiner la communication faite au public par la Société de l'information financière extraite ou dérivée de ses états financiers, autre que l'information prévue au paragraphe ci-dessus, et vérifier périodiquement l'adéquation de ces procédures;
- examiner la communication au public de l'information concernant le Comité selon les exigences du Règlement 52-110;
- examiner l'intégrité des procédures de présentation de l'information financière, tant internes qu'externes, en consultation avec l'auditeur externe;
- envisager périodiquement la nécessité d'un audit interne, si celui-ci n'est pas déjà prévu;
- après l'audit annuel et, s'il y a lieu, les révisions trimestrielles, examiner séparément avec la direction et l'auditeur externe toute modification importante apportée aux procédures prévues, les difficultés éprouvées au cours de l'audit, et s'il y a lieu, les réviser, y compris les restrictions à la portée du travail ou à l'accès à l'information requise ainsi que la collaboration obtenue par l'auditeur externe pendant l'audit et, s'il y a lieu, les réviser; et
- examiner avec l'auditeur externe et la direction les constatations importantes faites au cours de l'exercice et la mesure dans laquelle les modifications ou les améliorations apportées aux pratiques financières ou comptables, approuvées par le Comité, ont été mises en œuvre. Cet examen doit être mené, dans un délai approprié, suite à la mise en œuvre des modifications ou des améliorations, selon les décisions du Comité.

4.3. Autres questions

- établir les procédures concernant : i) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la Société au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de la vérification, et ii) l'envoi confidentiel, sous le couvert de l'anonymat, par les salariés de la Société de préoccupations touchant des points discutables en matière de comptabilité ou d'audit;
- examiner et approuver les politiques d'engagement de la Société à l'égard des associés ou les salariés, de l'auditeur interne de la Société ou de ses filiales, qu'ils soient actuels ou anciens;
- examiner les activités, la structure organisationnelle et les qualifications du Chef de la direction financière et du personnel du secteur de la présentation de l'information financière et vérifier si les questions relatives à la planification de la relève ont été soulevées afin de les soumettre au Conseil; et
- examiner le programme d'évaluation des risques de la direction et les mesures prises pour traiter les expositions et risques importants de tous les types, y compris la couverture d'assurance et la conformité fiscale. En particulier, évaluer les risques financiers de la Société et vérifier les programmes mis en place par la Société pour contrer ces risques.

Nonobstant ce qui précède, le Comité n'a pas la responsabilité d'établir les états financiers, de planifier ou de mener des audits, de déterminer si les états financiers sont complets et exacts ainsi que conformes aux principes comptables généralement reconnus du Canada, de mener des enquêtes, ou de s'assurer de la conformité aux lois et aux règlements ou aux politiques internes, aux procédures et aux contrôles de la Société, car cette responsabilité incombe à la direction, et parfois, à l'auditeur externe, selon le cas.

5. Conseillers

Le Comité peut engager, ainsi que fixer et payer la rémunération, des conseillers externes aux frais de la Société afin qu'ils l'aident dans l'exécution de ses tâches.

Le Comité est autorisé à communiquer directement avec l'auditeur externe (et, s'il y a lieu, l'auditeur interne), selon ce qu'il juge approprié.

S'il le juge approprié, le Comité a le pouvoir de mener et d'autoriser des enquêtes sur toute question selon la portée de ses responsabilités, et d'exécuter toute autre activité qu'il juge nécessaire ou appropriée.

Le Conseil a déterminé que tout comité qui souhaite engager, aux frais de la Société, un conseiller autre qu'un membre de la direction concernant les responsabilités de ses membres doit examiner la demande avec le Président du Conseil et obtenir son autorisation.

6. Évaluation

Sur une base annuelle, le Comité doit suivre le processus qu'il a établi (et approuvé par le Conseil) pour évaluer le rendement et l'efficacité du Comité.

7. Révision de la Charte

Le Comité devrait examiner la présente Charte annuellement et recommander au Conseil les modifications à la présente Charte qu'il juge approprié de temps à autre.

8. Généralités

Le Comité est un comité du Conseil et n'est pas, et ne doit pas être, réputé être un mandataire des actionnaires de la Société pour quelque raison que ce soit. Le Conseil peut, à l'occasion, permettre des dérogations aux présentes modalités, que ce soit de façon prospective ou rétrospective, et aucune disposition des présentes n'est destinée à entraîner une quelconque responsabilité envers les porteurs de titres de la Société, notamment une responsabilité civile.

INNERGEX RENEWABLE ENERGY INC.

Longueuil Office: 1111 Saint-Charles Street West, East Tower, Suite 1255
Longueuil, Quebec, Canada J4K 5G4

Vancouver Office: 200 – 666 Burrard Street, Park Place
Vancouver, British Columbia, Canada V6C 2X8

www.innergex.com

info@innergex.com

INNERGEX

Renewable Energy.
Sustainable Development.

