INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011

Le 21 mars 2012

TABLE DES MATIÈRES

1. STRUCTURE DE L'ENTREPRISE **2**

2. DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ **2**

SOMMAIRE TROIS ANS 3

Exercice 2011 ..... *3*

Exercice 2010 ..... *4*

Exercice 2009 ..... *6*

3. SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ **7**

INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE 7

ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA 7

Producteurs indépendants d'électricité *7*

Appui du gouvernement fédéral pour l'énergie renouvelable au Canada *8*

Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable provinciales et demandes de propositions *8*

Hydroélectricité au Canada *9*

CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉS POUR L'ÉNERGIE RENOUVELABLE DANS LES PRINCIPAUX MARCHÉS DE LA SOCIÉTÉ 9

Québec *9*

Colombie-Britannique *9*

Ontario *10*

PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE 12

AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE 12

Fiabilité *12*

Faibles coûts d'exploitation *13*

Production écologique *13*

Faible impact sur l'environnement *13*

PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE 13

AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE 13

Faibles coûts d'exploitation *13*

Souplesse de construction *14*

Fiabilité *14*

Production écologique *14*

Utilisation restreinte des terrains *14*

PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE 14

AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE PV 14

Frais de construction et d'exploitation *14*

Production écologique *15*

Ressource fiable *15*

Construction, exploitation et entretien *15*

FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE 15

ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL 16

CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE 16

4. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ **17**

VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE 17

PORTEFEUILLE D'ACTIFS 17

INSTALLATIONS EN EXPLOITATION 18

Centrales hydroélectriques en exploitation *19*

A. Centrale Saint-Paulin (Québec – participation exclusive) 19

B. Centrale Windsor (Québec – participation exclusive) 21

C. Centrale Chaudière (Québec – participation exclusive) 22

D. Centrale Montmagny (Québec – participation exclusive) 23

E. Centrales Portneuf (Québec – participation exclusive) 23

F. Centrale Glen Miller (Ontario – participation exclusive) 25

G. Centrale Umbata Falls (Ontario – participation de 49 %) 26

H. Centrale Batawa (Ontario – participation exclusive) ... 27
I. Centrale Rutherford Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive) ... 28
J. Centrale Ashlu Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive) ... 29
K. Centrale Fitzsimmons Creek (Colombie-Britannique – participation de 66 ⅔ %) ... 30
L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ... 30
M. Centrale Horseshoe Bend (Idaho (États-Unis) – participation exclusive) ... 34
Parcs éoliens en exploitation ... 35
A. Parcs éoliens Cartier (Québec – participation de 38 %) ... 35
B. Parc éolien Baie-des-Sables (Québec – participation de 38 %) ... 35
C. Parc éolien L'Anse-à-Valleau (Québec – participation de 38 %) ... 36
D. Parc éolien Carleton (Québec – participation de 38 %) ... 37
E. Parc éolien Montagne Sèche (Québec - participation de 38 %) ... 38
F. Parc éolien Gros Morne Phase I (Québec - participation de 38 %) ... 38
PROJETS EN DÉVELOPPEMENT ... 39
Projets hydroélectriques en développement ... 40
A. Projet Kwoiek Creek (Colombie-Britannique - participation de 50 %) ... 40
B. Projet Northwest Stave River (Colombie-Britannique – propriété exclusive) ... 41
C. Projet Boulder Creek (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %) ... 42
D. Projet Tretheway Creek (Colombie-Britannique – propriété exclusive) ... 43
E. Projet North Creek (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %) ... 43
F. Projet Upper Lillooet River (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %) ... 44
G. Projet Big Silver-Shovel Creek (Colombie-Britannique – propriété exclusive) ... 45
Projets éoliens en développement ... 46
A. Projet Gros Morne Phase II (Québec - participation de 38 %) ... 46
B. Projet Viger-Denonville (Québec – participation de 50 %) ... 46
Projet solaire en développement ... 47
A. Projet Stardale (Ontario – propriété exclusive) ... 47
PROJETS POTENTIELS ... 48
A. Divers autres projets potentiels Creek Power (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %) ... 48
B. Divers autres projets éoliens potentiels du Québec (Québec – participation de 50 à 100 %) ... 48
C. Projets potentiels dans le cadre du programme de tarifs de rachat garantis de l'Ontario (Ontario - participation de 49 % à 100 %) ... 48
D. Autres projets de parcs éoliens potentiels en Colombie-Britannique (Colombie-Britannique – participation de 100 %) ... 48
E. Divers autres projets potentiels hydroélectriques en Colombie-Britannique (Colombie-Britannique – participation de 100 %) ... 49
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT ... 49
PERSONNEL ... 49
5. FACTEURS DE RISQUE ... 49
RISQUES RELATIFS À LA SOCIÉTÉ ... 49
6. DIVIDENDES ... 58
7. DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL ... 60
7.1 DESCRIPTION SOMMAIRE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL ... 60
ACTIONS ORDINAIRES ... 60
ACTIONS PRIVILÉGIÉES ... 61
DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 % ... 62
7.2 NOTATION ... 63
8. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES ... 65
ACTIONS ORDINAIRES ... 65

DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 % 66
ACTIONS SÉRIE A 67
REÇUS DE SOUSCRIPTION 67
9. ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION 67
ADMINISTRATEURS 67
MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION 69
FAILLITE, INSOLVABILITÉ ET INTERDICTION D'OPÉRATIONS 69
10. CONFLITS D'INTÉRÊTS 70
11. POURSUITES 70
12. DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES 70
13. AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES 70
14. CONTRATS IMPORTANTS 71
15. INTÉRÊT DES EXPERTS 71
16. INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT 71
17. RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES 73
18. GLOSSAIRE 73

ANNEXE A - STRUCTURE ORGANISATIONNELLE
ANNEXE B - CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE EN DATE DU 31 DÉCEMBRE 2011

Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2011.

*À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, la « **société** » s'entend d'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

La présente notice annuelle contient de l'information prospective au sens de la législation en valeurs mobilières applicable. Les renseignements et les énoncés qui ne sont pas des énoncés de faits historiques dans la présente notice annuelle constituent des énoncés prospectifs. On reconnaît la nature prospective de ces énoncés et renseignements à l'emploi de termes comme « environ », « approximativement » ou « potentiel » ou encore à l'emploi des verbes comme « pouvoir », « croire », « prévoir », « s'attendre à », « planifier », « projeter », « estimer » ou « continuer », au futur ou au conditionnel, ou à l'emploi de termes ou verbes analogues, y compris à la forme négative. Ces énoncés prospectifs comprennent, notamment des énoncés concernant : la situation financière future, la production d'électricité, les perspectives de croissance, les synergies en matière de coûts, l'efficacité opérationnelle, la stratégie et les plans d'entreprise, et les objectifs de la société ou s'y rapportant, les dépenses en immobilisations et programmes d'investissement, l'accès à des facilités de crédit et à du financement, l'impôt sur le capital, l'impôt sur le revenu, le profil de risque, les flux de trésorerie et le bénéfice et leurs composantes, le traitement fiscal futur, les niveaux de dividendes versés aux actionnaires, la politique en matière de dividendes et le calendrier de paiement de ces dividendes. Les événements ou résultats réels peuvent être significativement différents de ceux prévus.

L'information prospective est fondée sur certaines attentes et hypothèses importantes formulées par la société, notamment des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité des sources de financement, la conjoncture économique et la situation financière, le succès obtenu dans les développements de nouvelles centrales et le rendement des centrales en exploitation. Même si la société estime que ces attentes et hypothèses sur lesquelles les énoncés prospectifs sont fondés sont raisonnables, le lecteur ne doit pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs étant donné que rien ne garantit qu'ils se révéleront exacts.

L'information prospective ayant trait à des événements et à des conditions futures, de par sa nature intrinsèque, elle suppose des risques et des incertitudes inhérents. Les résultats réels pourraient être sensiblement différents de ceux actuellement prévus en raison d'un certain nombre de facteurs et de risques, notamment la volatilité du cours des titres de la société; ; le fait de ne pas obtenir des avantages de l'acquisition de Cloudworks (y compris les synergies en matière de coûts, l'efficacité opérationnelle et la stabilité accrue des flux de trésorerie); la possibilité de responsabilités non divulguées liées à l'acquisition de Cloudworks ou d'autre projet que la société peut acquérir de temps à autre; la capacité de la société de mener à bien sa stratégie d'entreprise; l'incapacité d'obtenir suffisamment de capitaux de sources internes et externes; les risques de liquidité liés aux instruments financiers dérivés; la conjoncture économique en général; la disponibilité des débits d'eau, du vent et du soleil; les retards dans le développement de projets; l'incertitude quant au développement de nouvelles centrales électriques; l'incertitude quant à la quantité d'électricité pouvant être produite des centrales en exploitation actuelles et futures; les pannes d'équipement; les fluctuations de taux d'intérêt et le refinancement de la dette; les restrictions contractuelles des instruments régissant la dette actuelle et future; les pénalités en cas de défaut aux termes de certains contrats d'achat d'électricité; la capacité de conserver du personnel, notamment de direction, qualifié; le rendement des fournisseurs-tiers; la dépendance envers les principaux clients; les relations avec les collectivités dans lesquelles se trouvent les projets ou les centrales et avec les partenaires de coentreprises; l'approvisionnement en éoliennes; les modifications apportées aux exigences réglementaires gouvernementales et à la législation applicable; l'obtention de

nouveaux contrats d'achat d'électricité; l'obtention des terrains appropriés pour des projets; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la dépendance envers les réseaux de transport; les redevances d'utilisation de l'énergie hydraulique et loyers fonciers; la sécurité des barrages; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les catastrophes naturelles, les fluctuations de change et les garanties d'assurance suffisantes. Le lecteur doit savoir que la liste qui précède n'est pas exhaustive. Le lecteur devrait examiner attentivement les facteurs de risque décrits à la rubrique « FACTEURS DE RISQUE ». L'information dans la présente notice annuelle énonce d'autres facteurs susceptibles de modifier les résultats d'exploitation et le rendement de la société. Les investisseurs éventuels sont priés d'examiner attentivement ces facteurs.

Les énoncés prospectifs dans les présentes sont donnés expressément et entièrement sous réserve de la présente mise en garde. Les énoncés prospectifs dans les présentes sont donnés en date de la présente notice annuelle et la société décline toute obligation de les mettre à jour publiquement, y compris à la lumière de nouveaux renseignements, à moins que la législation en valeurs mobilières applicable ne le prescrive.

1. 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 : a) le 25 octobre 2007, pour changer le nom de cette dernière de Management Innergex Inc. à Innergex Renewable Energy Inc. et en sa version française, Innergex énergie renouvelable inc.; b) le 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; c) le 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** »); d) le 29 mars 2010, par voie de clauses d'arrangement déposées dans le cadre de l'arrangement (au sens des présentes); e) le 9 septembre 2010, en vue de 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 et f) le 12 mai 2011 pour introduire un droit de vote, dans certaines circonstances limitées, pour les porteurs d'actions privilégiées 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. La société a également un bureau à Vancouver, en Colombie-Britannique.

Un organigramme illustrant la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes, ainsi que certaines autres participations importantes de la société, figure à l'annexe A jointe aux présentes.

2. 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 de parcs solaires photovoltaïques (« **PV** ») en Amérique du Nord. La société exploite plusieurs installations de production d'électricité dans les provinces de Québec, d'Ontario et de la Colombie-Britannique, ainsi que dans l'État de l'Idaho.

La société s'investit dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé et mis en service commercial 11 centrales hydroélectriques et 5 parcs éoliens et a acquis et remis à neuf, par l'intermédiaire de diverses entreprises, 3 centrales hydroélectriques et a acquis 6 centrales d'énergie hydroélectriques représentant une puissance installée brute totale de 846,8 MW. La société possède actuellement, conjointement avec ses partenaires, 5 parcs éoliens, 20 centrales hydroélectriques en exploitation ayant une puissance installée nette totale de 181,8 MW (puissance brute de 478,5 MW) et de 279,1 MW (puissance brute de 368,3 MW), respectivement, et 10 projets pour lesquels des contrats d'achat d'énergie (« **CAÉ** ») ont été obtenus et qui ont une puissance installée nette totale de 263,6 MW (puissance brute de 407,3 MW). La mise en service commerciale des projets à l'égard

desquels des CAÉ ont été obtenus est prévue entre 2012 et 2016. La société détient également des participations nettes dans environ 2 844 MW (puissance brute de 2 977 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 ».

SOMMAIRE TROIS ANS

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 complétée 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 millions de dollars, dont environ 149,7 millions de dollars ont été payés au comptant et dont environ 39 millions de dollars 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 de plus de 40 ans à compter de la date de clôture de l'acquisition de Cloudworks jusqu'au 40e anniversaire des derniers projets en développement du portefeuille de Cloudworks, notamment le projet Northwest Stave River, le projet Tretheway Creek et le projet Big Silver-Shovel Creek, afin d'atteindre la date de mise en service commerciale (« **DMSC** ») (ou le 50e anniversaire de la date de clôture de l'acquisition de Cloudworks, si cette date est antérieure). 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 millions de dollars 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 de 233 millions de dollars associée à la participation de 50,01 % 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 « Description des activités et de l'actif de la société – Installations en exploitation – L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ».

Outre les centrales en exploitation de Harrison, le portefeuille d'actifs de Cloudworks se compose 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, le projet Northwest Stave River, le projet Tretheway Creek et le projet Big Silver-Shovel Creek et de la propriété exclusive de projets hydroélectriques au fil de l'eau à divers stades de développement, dont la puissance installée potentielle totale 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. 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 projet 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 (le « **projet Viger-Denonville** »). La société et la municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup possèdent chacune une participation de 50 % dans le projet Viger-Denonville, dont les activités commerciales devraient commencer en 2013. La société agira à titre de gestionnaire relativement au développement, à la gestion, à l'exploitation et à l'administration du projet Viger-Denonville.

La société a présenté, entre le 1er 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. D'autres projets solaires PV au sol font actuellement l'objet d'études.

Le 6 avril 2011, la société a conclu avec Enfinity N.V. 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 MW_{CD} (le « **projet Stardale** ») pour une contrepartie totale d'environ 11,8 millions de dollars. La construction du projet Stardale a commencé en novembre 2010. Voir « Description des activités et de l'actif de la société – Projet solaire en développement ».

Le 28 juillet 2011, la société a complété le financement à recours limité de l'ordre de 117,3 millions de dollars du projet 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 complété l'augmentation et le prolongement de sa facilité de crédit renouvelable actuelle de 170 millions de dollars à 350 millions de dollars. 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, dans la péninsule gaspésienne de la province de Québec. Voir « Description des activités et de l'actif de la société – Installation en exploitation – Parcs éoliens en exploitation ».

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 péninsule gaspésienne de la province de Québec. Voir « Description des activités et de l'actif de la société – Installation en exploitation – Parcs éoliens en exploitation ».

Exercice 2010

L'exploitation commerciale de la centrale Fitzsimmons Creek a commencé en janvier 2010. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Installations en exploitation – K. Centrale Fitzsimmons Creek (Colombie-Britannique – participation de 66 ⅔ %) ».

Le 31 janvier 2010, la société et Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « **Fonds** » ont conclu une convention définitive (la « **convention relative à l'arrangement** ») visant un regroupement stratégique des deux entités aux termes duquel le Fonds devait acquérir 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 (l'« **arrangement** »). Aux termes de l'arrangement, dont la clôture a eu lieu le 29 mars 2010, les porteurs de parts du Fonds (sauf la société) ont échangé leurs parts du Fonds à raison de 1,460 action ordinaire pour chaque part du Fonds qu'ils détenaient. On peut obtenir de plus amples renseignements concernant l'arrangement dans la circulaire d'information conjointe datée du 17 février 2010 (la « **Circulaire d'information conjointe** »), déposée sur le site Internet de SEDAR au www.sedar.com et le site Internet de la société au www.innergex.com. Après la clôture de l'arrangement, la société a également annoncé qu'elle avait réalisé le refinancement de certaines de ses facilités de crédit et de celles de certaines de ses filiales pour un montant total de 170 millions de dollars. Immédiatement après la clôture de l'arrangement, la société a également procédé à une restructuration d'entreprise aux termes de laquelle, notamment, i) Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation (la « **Fiducie** ») a distribué la totalité de son actif et transféré la totalité de son passif au Fonds et a par conséquent cessé d'exister; et ii) le Fonds a ensuite distribué la totalité de son actif et transféré la totalité de son passif à la société et a par conséquent cessé d'exister.

Le 1er février 2010, Gilles Lefrançois, fondateur et ancien président exécutif du conseil d'administration de la société, a officiellement annoncé qu'il prenait sa retraite.

Le 8 mars 2010, la société a clôturé un placement (le « **placement de débentures** ») de débentures subordonnées non garanties convertibles à échéance reportable d'un capital global de 70,0 millions de dollars (les « **débentures** »). La date d'échéance des débentures est le 30 avril 2017. Les débentures portent intérêt au taux annuel de 5,75 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires au prix de conversion de 10,65 $ l'action ordinaire. Le 16 mars 2010, les preneurs fermes dans le cadre du placement de débentures ont exercé l'option de surallocation leur permettant de souscrire 10,5 millions de dollars de capital supplémentaire, portant à 80,5 millions de dollars le produit brut total du placement, le tout tel que prévu aux termes de la convention de prise ferme (la « **convention de prise ferme relative aux débentures** ») datée du 18 février 2010 intervenue entre la société et BMO Nesbitt Burns Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc., Valeurs mobilières Desjardins inc. et Valeurs mobilières Banque Laurentienne inc., à titre de preneurs fermes dans le cadre du placement de débentures. Les débentures ont commencé à être négociées à la Bourse de Toronto (la « **TSX** ») le 8 mars 2010 sous le symbole « INE.DB ». Voir « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 5,75 % ».

Le 11 mars 2010, British Columbia Hydro and Power Authority (« **BC Hydro** ») a retenu la société pour la conclusion d'un CAÉ à l'égard de trois projets hydroélectriques au fil de l'eau présentés dans le cadre du BC Clean Call, soit les projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek, d'une puissance installée nette totale prévue de 75,3 MW (puissance brute de 113,0 MW).

Le 23 avril 2010, la centrale Ashlu Creek et la centrale Fitzsimmons Creek ont obtenu les certifications ÉcoLogo, confirmant que les centrales obtiendront des paiements incitatifs dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE du gouvernement fédéral.

Le 29 avril 2010, la société a réalisé un swap de taux d'intérêt dégressif différé de 110,0 millions de dollars à l'égard de la centrale Ashlu Creek. Parallèlement, la société a conclu des accords de swap de taux d'intérêt dégressif différé, fixant ainsi le taux d'intérêt du swap à 4,70 % à compter de la date d'effet du 30 septembre 2010 jusqu'à la fin du calendrier d'amortissement de la dette à long terme en juin 2035.

Le 1er juin 2010, la société a donné un avis de démarrage des travaux aux fournisseurs d'éoliennes et à l'entrepreneur de toutes les installations autres que les éoliennes, donnant ainsi le coup d'envoi à la phase de construction des projets de parcs éoliens Montagne Sèche, Gros Morne Phase I et Gros Morne Phase II.

Le 7 juillet 2010, la société a annoncé qu'elle avait soumis huit projets pour le développement de parcs éoliens, en partenariat avec des organismes locaux et des municipalités. Ces projets ont été présentés dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution visant l'achat de 250 MW provenant de projets communautaires et Hydro-Québec Distribution a sélectionné le projet Viger-Denonville de 24,6 MW, dans lequel la société possède une participation de 50 %, pour un CAÉ de 20 ans.

Le 14 septembre 2010, la société a réalisé un placement (le « **placement série A** ») d'un total de 3 400 000 actions série A au prix de 25 $ par action série A pour un produit brut total de 85 millions de dollars. Le placement série A 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 (la « **convention de prise ferme série A** ») datée du 27 août 2010 intervenue entre la société et BMO Nesbitt Burns Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc., Financière Banque Nationale Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Valeurs mobilières Banque Laurentienne inc., Valeurs mobilières Cormack Inc., Jacob Securities Inc. et NCP Northland Capital Partners Inc., à titre de preneurs fermes dans le cadre du placement série A. 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 actions série A ont commencé à être négociées à la TSX le 14 septembre 2010 sous le symbole « INE.PR.A ». Voir « Description de la structure du capital – Actions privilégiées ».

Le 22 décembre 2010, la société a conclu une convention de crédit, sous réserve du respect de certaines conditions de clôture ayant été remplies en mars 2011, prévoyant un financement de 31,7 millions de dollars sans recours pour la construction et la durée du projet relativement à la participation de 38 % qu'elle détient dans le parc éolien de Montagne Sèche de 58,5 MW, situé dans la municipalité du canton de Cloridorme, dans la province de Québec.

Exercice 2009

Financement et mise en service commerciale de la centrale Ashlu Creek

En mars 2009, un accord de contribution a été signé avec le ministère des Ressources naturelles du Canada relativement au financement futur de la centrale Ashlu Creek dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE. Le 23 avril 2010, la centrale Ashlu Creek a reçu sa certification ÉcoLogo, confirmant du coup que la centrale recevra des paiements incitatifs dans le cadre de l'initiative écoÉnergie du gouvernement fédéral de 10 $ par MW/h pour les dix premières années de son exploitation. La centrale Ashlu Creek a été mise en service commerciale en novembre 2009. Voir « Description des activités et de l'actif de la société – Installations en exploitation – J. Centrale Ashlu Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive) ».

Financement et mise en service commerciale de la centrale Fitzsimmons Creek

Un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 40 ans a été signé à l'égard de la centrale Fitzsimmons Creek, d'une puissance de 7,5 MW, avec British Columbia Hydro and Power Authority le 18 juin 2009 dans le cadre du programme d'offre standard. Un accord de contribution a été signé avec le ministère des Ressources naturelles du Canada en juillet 2009 pour le financement futur de la centrale Fitzsimmons Creek dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE. Le 23 avril 2010, la centrale Fitzsimmons Creek a reçu sa certification ÉcoLogo, confirmant du coup que la centrale recevra des paiements incitatifs dans le cadre de l'initiative écoÉnergie du gouvernement fédéral de 10 $ par MW/h pour les dix premières années de son exploitation. Le 6 novembre 2009, une entente a été signée relativement à une facilité de crédit sans recours de 24 millions de dollars, clôturant ainsi le processus de financement de la centrale Fitzsimmons Creek. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Installations en exploitation – K. Centrale Fitzsimmons Creek (Colombie-Britannique – participation de 66 ⅔ %) ».

Soumissions de projets dans le cadre du programme TRG de l'Ontario

Le 30 novembre 2009, la société a soumis cinq projets de parcs éoliens dans le cadre du programme TRG. De ces projets, quatre étaient des projets en propriété exclusive d'une puissance installée potentielle totale de 440 MW, et un projet d'une puissance installée de 25,3 MW (puissance nette 12,4 MW) est un projet en partenariat avec la communauté autochtone locale.

3. 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 (p. ex., 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) l'augmentation des 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

La forte croissance récente de la production d'énergie renouvelable au Canada est le résultat d'une augmentation des prix de l'électricité; l'augmentation des prix des combustibles fossiles; les préoccupations du public relativement à la production d'énergie nucléaire; la qualité de l'air et les gaz à effet de serre; les améliorations des technologies d'énergie renouvelable et l'abrègement des délais de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Certaines mesures incitatives fédérales et provinciales comme des contrats à long-terme à prix fixe, l'amortissement accéléré et les Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable, soutiennent également la production d'électricité renouvelable au Canada. On peut s'attendre à ce que plusieurs provinces investissent dans le réseau de ligne de transmission afin de mettre cette énergie sur le marché.

<u>Producteurs indépendants d'électricité</u>

Selon la structure traditionnelle du marché de l'industrie de l'électricité, les services publics monopolistiques à intégration verticale produisent, transmettent des centrales aux postes de transformation et distribuent l'électricité des postes de transformation aux clients. Certains facteurs, notamment, la hausse des tarifs d'électricité et des combustibles fossiles, les progrès technologiques et les préoccupations au sujet du contrôle des coûts quant au financement d'investissements futurs dans les domaines de la production d'électricité et du transport, ont amené divers territoires à restructurer leurs marchés de l'électricité pour aller vers une concurrence complète ou

règlementée. L'introduction de production d'énergie nouvelle par des tiers, soit des « producteurs d'énergie indépendants », qui sont indépendants du gouvernement et différents des services publics traditionnels réglementés à intégration verticale, fait partie intégrante des efforts de restructuration.

Au cours des dernières années, il y a eu une évolution vers la concurrence sur le marché de détail et de gros en Alberta et en Ontario, et d'autres provinces ont entrepris, à des degrés différents, la séparation des activités en accordant des CAÉ ainsi qu'un meilleur accès aux lignes de transport et de distribution à des producteurs indépendants d'énergie.

Appui du gouvernement fédéral pour l'énergie renouvelable au Canada

Le gouvernement du Canada est favorable à la production d'électricité provenant d'énergies naturelles et renouvelables comme le soleil, le vent, l'eau en mouvement et la biomasse car cela améliore la durabilité de la production d'énergie et offre des avantages pour l'environnement. Son programme écoÉNERGIE pour l'énergie renouvelable (2007-2011) a fait en sorte que 104 projets bénéficieront de mises de fonds et représenteront des investissements totaux de 1,4 milliards de dollars sur 14 ans et une énergie renouvelable additionnelle totale de 4 500 MW. Le gouvernement fédéral continue d'être activement impliqué dans la recherche et le développement de l'énergie renouvelable, en travaillant non seulement pour répondre à la demande en énergie mais aussi afin de réduire les risques techniques et financiers associés à chaque technologie. Toutefois, au Canada, les gouvernements provinciaux sont responsables de la gestion des ressources naturelles sur leur territoire. Par conséquent, la plupart des objectifs pour l'énergie renouvelable sont déterminés par les provinces.

Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable provinciales et demandes de propositions

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus sévères en matière de protection l'environnement, divers gouvernements provinciaux ont instauré des Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable (« **NOER** ») qui sont généralement appliquées en tant que but ou cible plutôt qu'en tant qu'exigences obligatoires. De façon générale, les NOER établissent une cible d'augmentation de la proportion d'électricité renouvelable par rapport à l'ensemble de l'électricité produite afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps.

Plusieurs provinces ont récemment publié, ou préparent actuellement, de nouvelles demandes de propositions d'importance ou des programmes d'offre standard en vue d'augmenter la puissance installée de production d'électricité en provenance de sources renouvelables. Les cibles provinciales actuelles visant l'énergie propre ou renouvelable dans leurs sources d'approvisionnements s'établissent comme suit :

Colombie-Britannique:	Produire au moins 93 % de l'électricité totale à partir d'énergie propre ou renouvelable et construire l'infrastructure nécessaire pour transmettre cette électricité;
Manitoba:	Développer une capacité de 1 000 MW d'énergie éolienne d'ici 2015;
Nouveau-Brunswick:	Produire un total de 10 % d'énergie électrique à partir d'énergie renouvelable d'ici 2016, développer jusqu'à 4 500 MW d'énergie éolienne d'ici 2025;
Nouvelle-Écosse:	Produire un total de 25 % d'énergie électrique à partir d'énergie renouvelable d'ici 2015, et 40 % d'ici 2020;
Ontario:	Augmenter la capacité d'énergie hydroélectrique à 9 000 MW (+10,7 %) et de développer une capacité de 10 700 MW d'énergie éolienne, solaire et de bioénergie d'ici 2018;
Île-du-Prince-Édouard:	Développer une capacité de 500 MW d'énergie éolienne d'ici 2013; doubler son portefeuille d'énergie renouvelable à un total de 30 % d'énergie électrique à partir d'énergie renouvelable d'ici 2013;
Québec:	Développer une capacité de 4 000 MW d'énergie éolienne d'ici 2015; et

Saskatchewan: Développer une capacité de 200 MW d'énergie éolienne d'ici 2015.

Hydroélectricité au Canada

Les ressources hydrologiques du Canada sont abondantes et uniques dans le monde. Malgré la concurrence pour les sites appropriés et les défis que représente le transport sur de longues distances, les faibles coûts d'exploitation et la longue durée de vie utile de ces installations nous permettent de croire que la production d'énergie hydroélectrique continuera pendant plusieurs années d'être une importante source d'énergie abordable. Traditionnellement, les corridors de transport au Canada ont relié les principales installations aux principaux centres d'où provient la demande, ce qui suggère que les investissements stratégiques dans de nouveaux corridors de transport joueront un rôle important dans la mise en œuvre de grands projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉS 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, organisme de réglementation économique créé par le gouvernement du Québec en 1996, 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 demandes de propositions auprès des fournisseurs d'énergie intéressés. La Régie de l'énergie surveille toutes les demandes de propositions pour l'approvisionnement d'énergie au Québec. En 2003, Hydro-Québec a lancé une demande de propositions pour l'approvisionnement de près de 1 000 MW d'énergie éolienne. En 2005, une autre demande de propositions a été lancée pour l'approvisionnement de 2 000 MW d'énergie éolienne, et pour laquelle Hydro-Québec a octroyé 15 projets pour un total de 2 004 MW, dont les dates prévues de mise en service commerciale s'échelonnent entre 2011 et 2015.

Le 29 octobre 2008, le gouvernement du Québec a édicté le *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones* et le *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires* (les « **règlements relatifs aux 500 MW »**) en versions modifiées le 18 mars 2009. Hydro-Québec a, subséquemment, lancé une demande de propositions visant l'acquisition de 500 MW d'énergie éolienne issue de projets autochtones et communautaires en 2009 (la « **demande de propositions de projets éoliens communautaires** ») et en 2010, elle a annoncé qu'elle avait accepté 12 propositions totalisant 291,4 MW. Les livraisons d'électricité doivent commencer entre le 1er décembre 2013 et le 1er décembre 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.

En 2001, une première demande de propositions a été lancé par BC Hydro pour la production d'énergie verte qui a donné lieu à l'octroi de CAÉ relativement à 15 projets ayant une capacité total de 172 MW, dont 13 ont depuis été réalisés. À la suite de la réussite de cet appel d'offre, BC Hydro a lancé le *Green Power Generation RFP 2002-2003* qui a donné lieu à un autre octroi de CAÉ de 16 projets ayant une capacité total de 501 MW ou 1 762 GWh d'énergie (même si la plupart de ces projets n'ont pas été menés à terme). Ce processus a été suivi en 2006 par une autre demande de propositions qui a donné lieu à l'octroi de contrats à des producteurs d'énergie indépendants visant 38 projets ayant une capacité totale de 1 428 MW, ou plus de 7 000 GWh d'énergie.

En février 2007, la province a annoncé un nouveau plan énergétique comprenant diverses politiques, dont certaines ont été par la suite prolongées en vertu de la loi intitulée *Clean Energy Act*, notamment une cible d'émissions nettes de gaz à effet de serre de zéro pour tous les nouveaux projets électriques visant à s'assurer que la production d'électricité propre ou renouvelable continue de compter pour au moins 93 % de la production totale (plus de 90 % de la production en Colombie-Britannique provient actuellement de ressources hydroélectriques), l'acquisition de 66 % des besoins supplémentaires en ressources de BC Hydro au moyen de la conservation et de l'augmentation de l'efficacité d'ici 2020, et de l'établissement d'un programme d'offre standard (« **POS** ») pour les projets d'énergie propre dont la taille maximale était initialement établie à 10 MW, puis a récemment été augmentée pour atteindre une taille maximale de 15 MW.

BC Hydro a lancé au printemps 2008 la demande de propositions pour le *Clean Power RFP*. De mars à août 2010, BC Hydro a annoncé la sélection de 25 CAÉ à 27 projets représentant une capacité de production totale de 1 168 MW et un total de 3 188 GWh par année d'énergie garantie.

Le 3 juin 2010, l'assemblée législative de la Colombie-Britannique a adopté la loi intitulée *Clean Energy Act*, établissant ainsi le cadre pour un nouveau régime aux fins de l'approvisionnement et de l'autosuffisance en matière d'électricité et aux fins de l'investissement dans l'énergie propre et renouvelable en Colombie-Britannique. Parmi les changements mis en œuvre par la loi intitulée *Clean Energy Act*, on compte notamment la dispense des CAÉ accordée aux termes du *Clean Power Call* et du programme d'offre standard de l'obligation de présentation à la Commission des services publics de la Colombie-Britannique aux fins d'acceptation comme étant dans l'intérêt du public. La *Clean Energy Act* prévoyait également le regroupement de British Columbia Transmission Corporation avec BC Hydro et a mis en œuvre un pouvoir axé sur l'exportation pour que le Cabinet puisse enjoindre à BC Hydro de faire l'acquisition d'énergie provenant de ressources propres ou renouvelables dans le but de l'exporter.

De plus, en 2010, le POS de BC Hydro, mis en œuvre afin d'encourager le développement de petits projets d'énergie propre en Colombie-Britannique, 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 date d'octobre 2011, BC Hydro avait offert 9 CAÉ avec une capacité totale de 48 MW et examinait 15 projets avec une capacité totale de 97 MW.

<u>Ontario</u>

En mai 2002, le marché de l'électricité en Ontario s'est ouvert à la concurrence pour les activités de gros et de détail, donnant libre accès aux réseaux de transport réglementés et obligeant Ontario Power Generation (« **OPG** ») à réduire sa part de production d'électricité dans ce marché. En 2003, le gouvernement de l'Ontario a pris des mesures qui ont transformé le marché de l'électricité en ce qui est maintenant décrit comme un « marché hybride », notamment en augmentant le plafond des prix, en obligeant la Commission de l'énergie de l'Ontario (« **CÉO** ») à réglementer la tarification résidentielle pour l'électricité produite à partir des centrales nucléaires et des grandes centrales hydroélectriques d'OPG et, en imposant des plafonds aux produits d'exploitation annuels à l'égard des

centrales de charbon et des plus petites centrales hydroélectriques d'OPG. À la fin de 2004, le gouvernement de l'Ontario a créé l'Office de l'électricité de l'Ontario (« **OÉO** ») pour veiller 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.

En août 2007, l'OÉO a déposé un Plan intégré pour le réseau d'électricité (« **PIRÉ** ») auprès de la CÉO, indiquant les investissements en matière de conservation, de production et de transport nécessaires en Ontario de 2007 à 2027. L'OÉO a mis en œuvre le PIRÉ en se fondant sur la directive concernant l'approvisionnement diversifié (la « **directive concernant l'approvisionnement diversifié** ») émise par le ministère de l'Énergie le 13 juin 2006 et qui contenait diverses cibles en matière de production, y compris des NOER. Lorsqu'il aura été approuvé par la CÉO, le PIRÉ autorisera, notamment, l'OÉO à assurer la production d'énergie sans recourir aux directives ministérielles afin de respecter les cibles de NOER de l'Ontario. Les débats relatifs au PIRÉ ont été mis en attente le 17 septembre 2008 lorsque le ministère de l'Énergie a émis une directive modifiée concernant l'approvisionnement diversifié, qui a augmenté substantiellement les NOER pour la province et a enjoint à l'OÉO de mettre en œuvre un programme de tarifs de rachat garantis à l'échelle de la province pour l'énergie renouvelable.

Le 23 février 2009, le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure a présenté le projet de loi 150, *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*, lequel projet de loi a édicté la *Loi de 2009 sur l'énergie verte* et a modifié plusieurs éléments clés de la législation relative à l'énergie, y compris la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Outre le projet de loi 150, l'OÉO avait pour mandat de mettre en œuvre un programme de tarifs de rachat garantis, et des installations de production d'énergie renouvelable ont obtenu un accès prioritaire au réseau électrique de transmission et de distribution de la province.

En septembre 2009, l'OÉO a lancé le programme de tarifs de rachat garantis (le « **programme TRG** »). Le programme TRG offre une durée fixe de 20 ans, un contrat à prix fixe (le « **contrat TRG** ») pour la production d'électricité renouvelable. Le programme TRG est subdivisé en deux volets, soit le FIT (projets de production de plus de 10 KW d'électricité) et le micro-FIT (projets de production de 10 KW ou moins d'électricité). Les projets hydroélectriques ne doivent pas dépasser 50 MW par projet pour être admissibles au programme TRG et les projets photovoltaïques (« **PV** ») solaires au sol ne doivent pas dépasser 10 MW. Les projets de communautés autochtones ou communautaires sont admissibles pour un prix majoré sur le prix de l'énergie en fonction du pourcentage de la participation du groupe autochtone ou communautaire. Dans une première phase, l'OÉO a octroyé 184 contrats TRG pour les projets à « grande échelle » (de plus de 5 MW) représentant une capacité de 2 421 MW d'énergie renouvelable. De ce nombre, 76 étaient des projets solaires PV représentant 651 MW, 47 projets de parcs éoliens terrestres représentant 1 229 MW, 46 projets hydroélectriques représentant 192 MW et un projet de parc éolien en mer représentant 300 MW.

Le 23 novembre 2010, le gouvernement de l'Ontario a émis son Plan énergétique à long-terme (le « **PÉLT** »). Le PÉLT prévoit une cible de 9 000 MW de capacité de production hydroélectrique et 10 700 MW de capacité de production éolienne, solaire et bioénergétique d'ici 2018, lesquelles cibles seront satisfaites en augmentant la transmission et en maximisant l'utilisation du réseau existant. De plus, conformément à la directive concernant l'approvisionnement diversifié émise par le CÉO en février 2011, le PÉLT doit comprendre des sources d'énergie renouvelable, excluant l'hydroélectricité, représentant environ 10 à 15 % de la production d'électricité totale en Ontario d'ici 2018. Afin de satisfaire au nombre croissant de projets de production d'énergie renouvelable, le PÉLT comprendra également des plans pour la conception et la construction de cinq projets prioritaires d'investissement dans la transmission ayant été cernés au préalable par l'OÉO.

En février 2011, l'OÉO a émis une seconde phase de contrats TRG pour un total de 40 projets totalisant 854 MW dont 35 projets solaire PV d'une capacité totale de 257 MW et quatre projets éoliens d'une capacité totale de 615 MW. En mai 2011, l'OÉO a aussi octroyé des contrats pour 839 projets à petite échelle d'une capacité totale de 140 MW. Au 30 septembre 2011, l'OÉO avait signé 1 952 contrats TRG avec une capacité combinée de 4 528 MW.

Au 31 octobre 2011, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il allait de l'avant avec la révision prévue de son programme TRG et envisageait, entre autres, la réduction de prix TRG, le maintien des exigences locales, nouvelles technologies et les sources de carburant ainsi que des consultations locales et le processus d'approbation de renouvellement. De nouveaux tarifs et de nouvelles règles pour les contrats TRG seront le résultat de cette révision, afin d'équilibrer les intérêts des contribuables avec la nécessité d'encourager les investissements dans de nouvelles énergies propres en Ontario.

L'Ontario est actuellement le chef de file des provinces canadiennes en ce qui concerne la production d'énergie solaire PV en raison de son programme d'offre standard. Aux termes du programme TRG, l'OÉO a signé des contrats TRG d'une capacité de production potentielle combinée de 1 238,5 MW. En vertu du programme TRG pour les micro-projets, l'OÉO a également signé des contrats d'une capacité potentielle d'énergie solaire PV de 85 MW (comprenant des installations au sol et sur des toits). Avant la mise en œuvre du programme TRG, l'OÉO a conclu certains CAÉs avec des promoteurs d'énergie solaire aux termes du programme d'offre standard relatif à l'énergie renouvelable (« **POSÉR** »); au 30 septembre 2011, en vertu de ce programme, il y avait 35 contrats avec une capacité de production solaire PV combinée de 268 MW actuellement en exploitation et 22 contrats avec une capacité de production solaire PV combinée de 213 MW en cours de développement.

PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE

Les centrales de production électriques 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'amenée (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.

AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE

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

<u>Fiabilité</u>

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 de l'hélice d'une éolienne, qui active ensuite une génératrice. Les éoliennes sont munies d'un système de contrôle qui optimise la production d'électricité et permet de la maintenir dans des conditions climatiques défavorables.

AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

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 d'autres méthodes classiques de production d'énergie.

Souplesse 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 énergétique 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 annuel prévu. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, la disponibilité des éoliennes modernes est habituellement d'environ 98 % bien que les manufacturiers 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.

AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE PV

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 tant 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 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 :

Production annuelle (MWh) = puissance de la turbine (MW) x nombre d'heures d'une année (h) x facteur d'utilisation (%)

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

Production annuelle (MWh) = panneaux (MW) x nombre d'heures d'une année (h) x 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 aussi 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 influer sur le facteur d'utilisation mais ils sont généralement beaucoup moins importants. Par exemple, l'entretien annuel courant 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, 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 et d'autres producteurs d'électricité indépendants. 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 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, ses antécédents et l'expérience de son équipe de direction limitent ce risque.

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, d'Ontario et de la Colombie-Britannique 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 dans une région donnée.

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 CAÉs 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 CAÉs pour les installations en exploitation de la société était de 19,9 ans au 31 décembre 2011, réduisant ainsi l'exposition de la société aux variations de la demande et du prix de l'électricité.

4. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ

VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE

Conformément aux normes internationales d'information financière (« **IFRS** ») et à la législation en valeurs mobilières canadienne, les résultats financiers historiques de la société pour la période s'échelonnant du 1er janvier 2010 jusqu'au 29 mars 2010 sont ceux du Fonds, qui s'est porté acquéreur de la société dans le cadre de l'arrangement par voie d'une prise de contrôle inversée, et les résultats financiers historiques de la société du 31 mars 2010 au 31 décembre 2011 sont ceux de la société en tant qu'entité issue du regroupement.

Au 31 décembre 2011, la société comptait trois secteurs isolables : i) la production d'énergie hydroélectrique, ii) la production d'énergie éolienne et iii) le développement de sites. Par l'entremise de ses secteurs de production d'énergie hydroélectrique et éolienne, la société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques et ses parcs éoliens 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.

Pour l'exercice 2010, i) les activités de production d'énergie hydroélectrique de la société ont dégagé des produits d'exploitation d'environ 64,9 millions de dollars, soit 71 % du total des produits d'exploitation de la société, ii) les activités de production d'énergie éolienne ont dégagé des produits d'exploitation d'environ 26,5 millions de dollars, soit 29 % du total des produits d'exploitation de la société et iii) les activités d'aménagement de sites de la société n'ont dégagé aucun produit d'exploitation.

Pour l'exercice 2011, i) les activités de production d'énergie hydroélectrique de la société ont dégagé des produits d'exploitation d'environ 117,3 millions de dollars, soit 79 % du total des produits d'exploitation de la société, ii) les activités de production d'énergie éolienne ont dégagé des produits d'exploitation d'environ 30,9 millions de dollars, soit 21 % du total des produits d'exploitation de la société et iii) les activités d'aménagement de sites de la société n'ont dégagé aucun produit d'exploitation.

PORTEFEUILLE D'ACTIFS

Le portefeuille de la société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie : i) les installations qui ont été mises en service commercial (les « **installations en exploitation** »); ii) les projets pour lesquels des CAÉ ont été obtenus et qui sont en construction ou pour lesquels des dates de mise en service commerciale sont prévues (les « **projets en développement** ») et iii) les 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 demande de propositions ou pourrait être soumise dans le cadre du POS ou du programme TRG de l'Ontario (les « **projets potentiels** »). Le portefeuille de projets de la société est composé de 25 installations en exploitation, de 10 projets en développement et d'un certain nombre de 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 263,6 MW de la puissance brute de 407,3 MW de ses projets en développement et environ 2 844 MW de la puissance brute de 2 977 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. Les partenaires stratégiques sont TransCanada (copropriétaires indivis de 62 % des parcs et projet

éoliens Cartier), la Bande indienne de Kanaka Bar (propriétaire de 50 % du projet Kwoiek Creek), les Ojibways de la Première Nation de Pic River (propriétaires de 51 % de la centrale Umbata Falls), la municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup (propriétaire de 50 % du projet Viger-Denonville) et Ledcor Power Group Ltd. (« **Ledcor** ») (propriétaire de 33 ⅓ % de la centrale Fitzsimmons Creek, des projets en développement Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet et de divers autres projets potentiels de Creek Power).

INSTALLATIONS EN EXPLOITATION

La centrale Saint-Paulin, la centrale Windsor, la centrale Chaudière, la centrale Montmagny, les centrales Portneuf, la centrale Glen Miller, la centrale Batawa, la centrale Rutherford Creek, la centrale Ashlu Creek et la centrale Horseshoe Bend sont des installations en exploitation appartenant en propriété exclusive à la société. La société détient des participations financières dans la centrale Umbata Falls (49 %), la centrale Fitzsimmons Creek (66 ⅔ %), la centrale Douglas Creek (50,01 %), la centrale Fire Creek (50,01 %), la centrale Lamont Creek (50,01 %), la centrale Stokke Creek (50,01 %), la centrale Tipella Creek (50,01 %), la centrale Upper Stave (50,01 %), le parc éolien Baie-des-Sables (38 %), le parc éolien L'Anse-à-Valleau (38 %), le parc éolien Carleton (38 %), le parc éolien Montagne Sèche (38 %) et le parc éolien Gros Morne Phase I (38 %). Les 20 centrales hydroélectriques en exploitation totalisent une puissance installée nette de 279,1 MW (puissance brute de 368,3 MW) et les 5 parcs éoliens en exploitation totalisent une puissance installée nette de 181,8 MW (puissance brute de 478,5 MW). Toutes les installations en exploitation sont exploitées en vertu de CAÉ à prix fixe à long terme conclus avec des cocontractants de premier ordre. Les installations en exploitation sont présentées dans le tableau suivant et plus amplement décrites ci-après :

Province	Centrale	Puissance Brute (MW)	Participations[1)]	Acheteur d'électricité	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Expiration du CAÉ[2)]	Prix moyen de l'électricité (exercice 2011)[3)] ($ par MWh)
Centrales hydroélectriques							
Québec	Saint-Paulin	8,0	100 %	Hydro-Québec	41 082	2014	68,73
Québec	Windsor	5,5	100 %	Hydro-Québec	31 000	2016	88,36
Québec	Chaudière	24,0	100 %	Hydro-Québec	116 651	2019	78,75
Québec	Montmagny	2,1	100 %	Hydro-Québec	8 000	2021	76,97
Québec	Portneuf - 1	8,0	100 %	Hydro-Québec	40 822	2021	76,25
Québec	Portneuf - 2	9,9	100 %	Hydro-Québec	68 496	2021	76,25
Québec	Portneuf - 3	8,0	100 %	Hydro-Québec	42 379	2021	76,25
Ontario	Glen Miller	8,0	100 %	OÉO	41 606	2025	67,48
Ontario	Umbata Falls	23,0	49 %	OÉO	109 102	2028	83,92
Ontario	Batawa	5,0	100 %	SFEO	32 938	2029	68,72
C.-B.	Rutherford Creek	49,9	100 %	BC Hydro	180 000	2024	56,06
C.-B.	Ashlu Creek	49,9	100 %	BC Hydro	265 000	2039	68,54
C.-B.	Fitzsimmons Creek	7,5	66 ⅔ %	BC Hydro	33 000	2050	88,78
C.-B.	Douglas Creek	27,0	50.01 %	BC Hydro	92 600	2049	84,19
C.-B.	Fire Creek	23,0	50.01 %	BC Hydro	94 200	2049	84,88
C.-B.	Lamont Creek	27,0	50.01 %	BC Hydro	105 200	2049	84,07
C.-B.	Stokke Creek	22,0	50.01 %	BC Hydro	88 000	2049	83,98

Province	Centrale	Puissance Brute (MW)	Participations[1]	Acheteur d'électricité	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Expiration du CAÉ[2]	Prix moyen de l'électricité (exercice 2011)[3] ($ par MWh)
C.-B.	Tipella Creek	18,0	50.01 %	BC Hydro	70 000	2049	85,63
C.-B.	Upper Stave River	33,0	50.01 %	BC Hydro	144 400	2049	83,99
Idaho (USA)	Horseshoe Bend	9,5	100 %	IPCo	46 800	2030	65,09
Sous-total		368,3			1 610 194		
Parcs éoliens							
Québec	Baie-des-Sables	109,5	38 %	Hydro-Québec	298 317	2026	86,50
Québec	L'Anse-à-Valleau	100,5	38 %	Hydro-Québec	298 000	2027	86,59
Québec	Carleton	109,5	38 %	Hydro-Québec	340 523	2028	88,62
Québec	Montagne Sèche	58,5	38 %	Hydro-Québec	193 400	2031	73,06
Québec	Gros Morne Phase I	100,5	38 %	Hydro-Québec	308 900	2032	69,41
Sous-total :		478,5			1 439 140		
Total :		**846,8**			**3 049 334**		

1) La société contrôle conjointement avec d'autres partenaires la centrale Umbata Falls, la centrale Fitzsimmons Creek, le parc éolien Baie-des-Sables, le parc éolien L'Anse-à-Valleau, le parc éolien Carleton, les 6 centrales en exploitation Harrison, le parc éolien Montagne Sèche et le parc éolien Gros Morne Phase I.

2) Pour plusieurs installations en exploitation, les CAÉ sont renouvelables à l'expiration de leur durée initiale pour une période additionnelle de 20 à 25 ans. Toutefois, les CAÉ des centrales Umbata Falls, Rutherford Creek, Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek, Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek, Upper Stave River, Horseshoe Bend, Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau, Carleton et Montagne Sèche et Gros Morne Phase I ne sont pas renouvelables. Le CAÉ de la centrale Batawa est renouvelable à l'échéance et, à chaque anniversaire par la suite, pour des périodes successives d'une année.

3) Les centrales Umbata Falls, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek, les 6 centrales en exploitation Harrison et les parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton ont obtenu la certification ÉcoLogo et sont admissibles à l'initiative écoÉnergie prévoyant un paiement incitatif de 10 $ le MWh pour leurs dix premières années d'exploitation. Pour les parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton, Hydro-Québec a le droit, en vertu du CAÉ, de recevoir 75 % du total des paiements incitatifs que ces parcs éoliens reçoivent dans le cadre de l'initiative écoÉnergie ou d'un programme analogue. Le prix moyen de l'électricité comprend le paiement incitatif. Voir « Survol de l'industrie et tendances du marché – Énergie renouvelable au Canada – Appui du gouvernement fédéral pour l'énergie renouvelable au Canada ».

Centrales hydroélectriques en exploitation

A. Centrale Saint-Paulin (Québec – participation exclusive)

Description

La centrale Saint-Paulin est une installation de production hydroélectrique simple au fil de l'eau d'une puissance installée totale de 8 MW (la « **centrale Saint-Paulin** »). La centrale Saint-Paulin est située dans la municipalité de Saint-Paulin, environ 20 kilomètres à l'ouest de Shawinigan (Québec).

La centrale Saint-Paulin exploite l'eau de la Rivière-du-Loup qui prend sa source dans la réserve faunique Mastigouche, au nord de Saint-Paulin, et dont le bassin hydrographique totalise 1 372 kilomètres carrés.

Le site où se trouve la centrale Saint-Paulin est connu dans la région comme les chutes à Magnan. La structure en béton dotée de grilles d'entrée de la prise d'eau est érigée sur la rive ouest de la rivière. L'architecture de la centrale s'intègre bien à son environnement et abrite une turbine horizontale à deux distributeurs mobiles de type Francis. La centrale Saint-Paulin est entièrement automatisée et peut être exploitée localement ou à distance. La centrale Saint-Paulin est reliée au réseau d'Hydro-Québec au moyen d'une courte ligne aérienne.

Dans le cadre d'un projet avec Concept Éco-Plein-Air Le Baluchon Inc. (« **Baluchon** »), Innergex, S.E.C. a apporté un certain nombre d'améliorations au site relativement à son potentiel récréatif et à son accessibilité au public, dont

deux ponts piétonniers, un à la tête des chutes et l'autre 500 mètres en aval. Un réseau de sentiers a également été aménagé sur les deux rives permettant l'accès aux ponts. Un certain nombre de points de vue sur les chutes ont également été aménagés.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Baluchon a initialement acquis les droits d'utilisation du site de la centrale Saint-Paulin, sauf les droits d'utilisation du lit de la rivière et des eaux, auprès de La Compagnie d'électricité Shawinigan (une filiale d'Hydro-Québec) aux termes d'un bail emphytéotique signé le 14 décembre 1993 et modifié le 18 mai 1994 (le « **Bail emphytéotique Saint-Paulin** »). Aux termes du Bail emphytéotique Saint-Paulin, Baluchon s'est engagé à apporter des améliorations à la propriété louée, notamment la construction d'une centrale et d'un barrage hydroélectriques. Le Bail emphytéotique Saint-Paulin a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale de la centrale Saint-Paulin et qui prendra fin en même temps que le CAÉ Saint-Paulin le 29 novembre 2014. Le Bail emphytéotique Saint-Paulin peut être reconduit pour une durée additionnelle de 20 ans, aux mêmes conditions si le CAÉ Saint-Paulin est également renouvelé pour la même période.

Baluchon a loué le site de la centrale Saint-Paulin, sauf les droits d'utilisation du lit de la rivière et des eaux, à Innergex, S.E.C. aux termes d'un contrat de location et de droits superficiaires signé le 29 décembre 1993 (le « **Bail superficiaire** »), aux termes duquel Innergex, S.E.C. a notamment acquis des droits pour la construction et l'exploitation de la centrale Saint-Paulin. Le Bail superficiaire a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale de la centrale Saint-Paulin et prendra fin en même temps que le CAÉ Saint-Paulin le 29 novembre 2014. Le Bail superficiaire peut être reconduit pour une durée additionnelle de 20 ans si le CAÉ Saint-Paulin est également renouvelé pour la même période. Aux termes du Bail superficiaire, Innergex, S.E.C. a pris en charge la totalité des obligations de Baluchon aux termes du Bail emphytéotique Saint-Paulin, y compris la construction de la centrale électrique et le paiement de la redevance payable par Baluchon à La Compagnie d'électricité Shawinigan.

Les droits d'utilisation du lit de la rivière et des eaux à l'égard de la centrale Saint-Paulin ont été cédés à Baluchon aux termes d'un contrat de location des forces hydrauliques intervenu entre Baluchon et le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune en date du 23 août 1996 (le « **contrat de location Baluchon** »). Innergex, S.E.C. est intervenue au contrat de location Baluchon aux fins d'assumer toutes les obligations de Baluchon qui y sont prévues. Baluchon et Innergex, S.E.C. ont également conclu une entente aux termes de laquelle tous les droits et toutes les obligations de Baluchon prévus au contrat de location Baluchon ont été cédés et les droits d'utilisation du lit de la rivière et des eaux à l'égard de la centrale Saint-Paulin ont été conférés à Innergex, S.E.C. (le « **contrat de location Innergex** »). Le contrat de location Baluchon expire en même temps que le CAÉ Saint-Paulin le 29 novembre 2014 et le contrat de location Innergex expire en même temps que le Bail superficiaire. Le contrat de location Baluchon peut être renouvelé pour une période additionnelle de 20 ans à des conditions devant être fixées par le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune.

À l'expiration ou à la résiliation du Bail emphytéotique Saint-Paulin, du Bail superficiaire, du contrat de location Baluchon ou du contrat de location Innergex, les installations et autres améliorations érigées sur les lieux deviendront la propriété de Baluchon, de La Compagnie d'électricité Shawinigan ou du gouvernement du Québec, selon la nature du droit éteint visé.

Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité produite par la centrale Saint-Paulin (le « **CAÉ Saint-Paulin** ») a une durée initiale de 20 ans expirant le 29 novembre 2014 et peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 20 ans. La quantité d'énergie annuelle minimum convenue devant être livrée à Hydro-Québec aux termes du CAÉ Saint-Paulin

est de 29 609 MWh et la quantité d'énergie annuelle maximum convenue devant être livrée est de 45 552 MWh pour une année de 365 jours.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Saint-Paulin et est rajusté chaque année le 1er décembre de chaque année, suivant la variation de l'IPC d'une année à l'autre, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année.

B. Centrale Windsor (Québec – participation exclusive)

Description

La centrale Windsor est une installation de production d'hydroélectricité au fil de l'eau d'une puissance installée de 5,5 MW. Elle est située sur la rivière St-François, près de la ville de Windsor (la « **centrale Windsor** »). La centrale Windsor a été mise en service commerciale en 1996, et la Fiducie l'a acquise le 27 avril 2004.

La centrale Windsor exploite l'eau des rivières Saint-François, Magog, Massawippi et Coaticook, dont le bassin hydrographique en amont s'étend sur quelque 8 150 kilomètres carrés et comprend les lacs Saint-François, Aylmer et Memphrémagog. À l'endroit où se trouve présentement la centrale Windsor existait autrefois une vieille centrale située à l'emplacement d'une usine de papier de la société Domtar. Cette ancienne usine a été démolie et la centrale hydroélectrique a été complètement remise à neuf et est désormais entièrement automatisée et peut être exploitée localement et à distance. L'énergie produite est acheminée au réseau d'Hydro-Québec à l'aide d'une courte ligne aérienne.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Le site de la centrale Windsor, les forces hydrauliques, le lit de la rivière ainsi que les terrains le long de la rivière appartiennent toujours à Domtar. Les droits sur ces éléments permettant l'exploitation de la centrale ont toutefois été cédés à Hydro-Windsor en vertu d'un bail emphytéotique d'une durée de 42 ans, qui viendra à échéance le 6 juin 2036.

Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité payable par Hydro-Québec produite par la centrale Windsor (le « **CAÉ Windsor** ») a une durée initiale de 20 ans expirant le 28 mai 2016 et il peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 20 ans. L'électricité devant être livrée chaque année par la centrale Windsor au cours d'une année type s'élève à 31 000 MWh. La quantité d'énergie annuelle minimum convenue devant être livrée à Hydro-Québec par la centrale Windsor aux termes du CAÉ Windsor est de 26 280 MWh et la quantité d'énergie annuelle maximum convenue est de 43 800 MWh.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Windsor et est rajusté chaque année le 1er décembre de chaque année, suivant le taux d'inflation de l'IPC, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année. Hydro-Québec paie une prime au titre de la puissance pour l'électricité livrée pendant l'hiver calculée en fonction d'une formule prévue dans le CAÉ Windsor.

C. Centrale Chaudière (Québec – participation exclusive)

Description

La centrale Chaudière est une installation de production hydroélectrique simple au fil de l'eau d'une puissance installée totale de 24 MW située sur la rivière Chaudière, près de la municipalité de Lévis (Québec) sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent (la « **centrale Chaudière** »).

La centrale Chaudière exploite l'eau de la rivière Chaudière dont le bassin hydrographique en amont s'étend sur quelque 6 605 kilomètres carrés et comprend le lac Mégantic et la rivière Beaurivage.

La centrale Chaudière abrite deux turbines horizontales de type Kaplan double réglage. La centrale est entièrement automatisée et peut être exploitée localement ou à distance. La centrale est située sur la rive ouest de la rivière Chaudière et l'énergie produite est acheminée au réseau d'Hydro-Québec au moyen d'une ligne aérienne de 200 mètres.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Innergex, S.E.C. est partie à un contrat d'achat et de location signé le 12 mars 1998 avec le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune relativement à l'achat de certaines parcelles de terrain et du barrage existant et de l'équipement qui s'y trouve, et à la location de certaines parcelles de terrain, des forces hydrauliques et d'une partie du lit de la rivière Chaudière (le « **contrat de location Chaudière** »). Le contrat de location Chaudière a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale de la centrale Chaudière et expire en même temps que le CAÉ Chaudière le 14 mars 2019. Le contrat de location Chaudière peut être renouvelé pour une période additionnelle de 20 ans à des conditions devant être fixées par le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune. Le contrat de location Chaudière confère également des droits d'inondation des rives de la rivière faisant partie du domaine public, ainsi que des droits de passage et l'emprise des lignes électriques.

Le contrat de location Chaudière peut être résilié par le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune, notamment à la résiliation du CAÉ Chaudière.

Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité produite par la centrale Chaudière (le « **CAÉ Chaudière** ») a une durée initiale de 20 ans expirant le 14 mars 2019 et peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 20 ans. La quantité d'énergie annuelle minimum convenue devant être livrée à Hydro-Québec par la centrale Chaudière aux termes du CAÉ Chaudière est de 78 577 MWh et la quantité d'énergie annuelle maximum convenue est de 130 962 MWh pour une année de 365 jours.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Chaudière et est rajusté chaque année le 1er décembre de chaque année, suivant la variation de l'IPC d'une année à l'autre, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année. Hydro-Québec paie une prime au titre de la puissance pour l'électricité livrée pendant l'hiver calculée en fonction d'une formule prévue dans le CAÉ Chaudière.

D. Centrale Montmagny (Québec – participation exclusive)

Description

La centrale Montmagny est une installation de production d'hydroélectricité simple au fil de l'eau d'une puissance installée de 2,1 MW (la « **centrale Montmagny** »). Elle est située sur la Rivière du Sud, dans la municipalité de Montmagny sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, entre Québec et Rivière-du-Loup. La centrale Montmagny a été mise en service en mai 1996, et Innergex Montmagny, S.E.C. l'a acquise le 19 décembre 2000 auprès d'Hydro Montmagny Inc.

La centrale Montmagny exploite l'eau de la Rivière du Sud, dont le bassin hydrographique s'étend sur quelque 1 927 kilomètres carrés. La centrale a été modernisée en 2001 et est désormais entièrement automatisée et peut être exploitée localement et à distance. L'énergie produite est acheminée au réseau d'Hydro-Québec à l'aide d'une courte ligne aérienne. Par suite des améliorations qui lui ont été apportées en 2005, la centrale abrite trois turbines de type Kaplan simple réglage et deux de type Kaplan double réglage.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Hydro Montmagny Inc. était initialement partie à un contrat de location signé le 1er juin 1995 et modifié le 27 juillet 1995 avec le ministre des Ressources naturelles relativement à la location des forces hydrauliques et d'une partie du lit de la Rivière du Sud; ce contrat de location a été cédé à Innergex Montmagny, S.E.C. (alors appelée Innergex II, société en commandite) le 19 décembre 2000 (le « **contrat de location Montmagny** »). Le contrat de location Montmagny a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale de la centrale Montmagny et expire le 23 mai 2016. Le contrat de location Montmagny peut être renouvelé pour une période additionnelle de 20 ans à des conditions devant être fixées par le ministre des Ressources naturelles.

Les frais sont rajustés chaque année selon le taux d'inflation de l'IPC pour le Canada. Le ministre des Ressources naturelles peut résilier le contrat de location Montmagny, notamment à la résiliation du CAÉ Montmagny. À l'expiration de la durée ou à la résiliation du contrat de location Montmagny, les installations et autres améliorations érigées sur les lieux deviendront la propriété du gouvernement du Québec, à moins que ce dernier ne renonce à ce droit.

Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité payable par Hydro-Québec produite par la centrale Montmagny (le « **CAÉ Montmagny** ») a une durée initiale de 25 ans expirant le 28 mai 2021 et il peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 25 ans. Le CAÉ Montmagny ne précise pas de livraison de quantité d'énergie annuelle minimum.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Montmagny et est rajusté chaque année le 1er décembre de chaque année, suivant le taux d'inflation de l'IPC, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année. Hydro-Québec paie une prime au titre de la puissance pour l'électricité livrée pendant l'hiver calculée en fonction d'une formule prévue dans le CAÉ Montmagny.

E. Centrales Portneuf (Québec – participation exclusive)

Description

Les centrales Portneuf se composent de trois installations de production hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée totale de 25,9 MW (les « **centrales Portneuf** »). Les centrales Portneuf sont situées sur la rivière

Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf et Saint-Paul-du-Nord-Sault-au-Mouton dans la Seigneurie des Mille-Vaches, qui comprend des droits sur les terrains, le lit de la rivière et les ressources hydrauliques et halieutiques. La rivière Portneuf a un bassin hydrographique effectif de 3 110 kilomètres carrés et prend sa source dans le lac Portneuf. Sainte-Anne-de- Portneuf est située 300 kilomètres à l'est de la ville de Québec.

La centrale PN-1 est située 4 kilomètres en amont de l'embouchure de la rivière à la Chute du Quatre-Milles. La centrale est érigée sur la rive est et abrite deux turbines de type Kaplan en « S » double réglage. La centrale PN-1 a une puissance installée de 8 MW.

La centrale PN-2 est située à la Chute Philias, 6,5 kilomètres plus en amont de la centrale PN-1. Le site a été aménagé à l'aide d'un déversoir de dérivation, d'une prise d'eau et d'un tunnel d'une longueur de 800 mètres jusqu'à la centrale en aval qui abrite deux turbines horizontales de type Francis double. La centrale PN-2 a une puissance installée de 9,9 MW.

La centrale PN-3 est située au Rapide des Crans Serrés, 19,5 kilomètres plus en amont de la centrale PN-2 sur la rivière Portneuf. La centrale est érigée sur la rive est et abrite deux turbines de type Kaplan en « S » double réglage identiques à celles installées à la centrale PN-1. La centrale PN-3 a une puissance installée de 8 MW.

Les centrales Portneuf sont entièrement automatisées et peuvent être exploitées localement ou à distance et sont reliées au réseau d'Hydro-Québec à un point d'interconnexion à Portneuf-sur-Mer au moyen d'une ligne de transport privée.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Le 15 août 1991, Innergex inc. a conclu un bail emphytéotique avec Stone-Container (Canada) Inc. visant les droits d'aménagement des centrales PN-1, PN-2 et PN--3 sur la rivière Portneuf; ce bail emphytéotique a été modifié le 31 octobre 1991, cédé par Innergex inc. à Innergex, S.E.C. le 21 mai 1993 et de nouveau modifié par la suite (le « **Bail emphytéotique Portneuf** »). Le 26 janvier 2002, Stone-Container (Canada) Inc. a vendu le site à 3908666 Canada Inc.

Aux termes du Bail emphytéotique Portneuf, un droit sur le terrain et des droits d'aménagement connexes ont été conférés à Innergex, S.E.C. relativement aux centrales Portneuf, y compris l'ensemble des éléments d'actif, droits de passage, forces hydrauliques et autres droits relatifs aux lieux loués, et Innergex, S.E.C. s'est engagée à apporter des améliorations au site, notamment la construction de trois centrales et barrages. Le Bail emphytéotique Portneuf expire le dernier jour de décembre 2025 et il peut être reconduit, au gré d'Innergex, S.E.C., pour une période additionnelle de 25 ans, aux mêmes conditions.

À l'expiration de la durée ou à la résiliation du Bail emphytéotique Portneuf, les installations et les autres améliorations érigées sur les lieux deviendront la propriété de 3908666 Canada Inc., à moins que cette dernière ne renonce à ses droits.

Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité produite par les centrales Portneuf (le « **CAÉ Portneuf** ») a une durée initiale de 25 ans expirant le 3 mai 2021 et il peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 25 ans. La quantité d'énergie annuelle minimum convenue devant être livrée à Hydro-Québec par les centrales Portneuf aux termes du CAÉ Portneuf est de 106 478 MWh et la quantité d'énergie annuelle maximum convenue est de 163 812 MWh pour une année de 365 jours.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Portneuf et est rajusté chaque année le 1er décembre de chaque année, suivant le taux de l'inflation de l'IPC, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année.

Le 27 septembre 2002, Hydro-Québec a entamé des travaux de détournement partiel des eaux des affluents naturels de la rivière Portneuf vers le bassin de la rivière Bersimis, réduisant en fait le débit disponible pour les centrales Portneuf. Depuis cette date, les pénalités payables pour la livraison de quantités inférieures à la quantité d'énergie annuelle minimum convenue ne s'appliquent plus. Si l'on tient compte du fait que le débit de la rivière Portneuf est réduit à un point tel que le volume d'eau disponible pour la production d'électricité par les centrales Portneuf s'en trouve réduit, le CAÉ Portneuf prévoit qu'Innergex, S.E.C. sera indemnisée en espèces pour le manque à gagner directement attribuable au détournement.

F. Centrale Glen Miller (Ontario – participation exclusive)

Description

La centrale Glen Miller est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 8 MW située sur la rivière Trent à Trenton, en Ontario (la « **centrale Glen Miller** »), sur le site d'une usine à papier et d'une petite centrale qui était exploitée par Sonoco Canada Corporation (« **Sonoco** ») jusqu'en octobre 2001. La construction de la centrale Glen Miller a commencé en janvier 2004 et a été achevée en décembre 2005.

L'équipement de production de la centrale Glen Miller se compose de deux groupes « Ecobulb » de 4 MW et de turbines à régulation simple de type Kaplan pour maximiser le débit d'environ 8 MW, d'un rendement énergétique moyen estimé de 41 606 MWh par année. Le ruissellement moyen annuel de la rivière Trent est de 148 mètres cubes par seconde et la centrale Glen Miller a été conçue pour accueillir un débit de 142 mètres cubes par seconde. La centrale Glen Miller comprend un barrage qui a été remis en état et amélioré pendant la rénovation en élevant la crête, en augmentant la capacité de déversement au moyen de l'installation de quatre nouvelles vannes automatisées et en construisant une nouvelle digue pour empêcher l'inondation des propriétés adjacentes, ce qui s'est produit à l'occasion par le passé.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Glen Miller est située sur un site appartenant à Sonoco et loué à Glen Miller LP en vertu d'un bail à long terme d'une durée de 30 ans devant expirer en 2035 et comportant une option de prolongation de 15 ans en faveur de Glen Miller LP, les termes et conditions de cette prolongation doivent être fixés par les parties. Aucun bail de forces hydrauliques n'est exigé pour ce site puisque Sonoco détient toujours le titre relatif au lit de la rivière depuis le 19e siècle et qu'à ce titre, elle a acquis le droit de produire de l'électricité sur ce site, aucun paiement n'étant dû aux autorités provinciales ou fédérales qui autrement contrôleraient les droits hydrauliques sur la rivière. Ces droits relatifs au lit de la rivière sont inclus dans le bail à long terme que Glen Miller LP a conclu avec Sonoco. Aux termes d'une convention d'empiètement publiée datée du 16 novembre 2004, la ville de Quinte West a accordé à Glen Miller LP la permission d'empiéter sur un chemin municipal afin de maintenir un mur de soutènement conformément au plan enregistré du site.

Glen Miller LP détient un permis d'occupation de Parcs Canada expirant le 1er août 2025 et autorisant la centrale Glen Miller à occuper une partie des terres de réserve du Trent-Severn Waterway à des fins d'inondation dans le contexte de la production d'hydroélectricité. Pour une période de 20 ans un loyer annuel nominal fixe représentant 0,7 % du prix du CAÉ initial (une tranche de 15 % est indexée en fonction de l'IPC) est payable annuellement aux termes de ce permis d'occupation.

Contrat d'achat d'électricité

La centrale Glen Miller a un CAÉ avec l'OÉO à l'égard de la totalité de l'énergie produite par la centrale Glen Miller pour une période de 20 ans suivant le 19 décembre 2005. Le CAÉ de la centrale Glen Miller est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le 1er janvier de chaque année, une tranche égale à 15 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ de la centrale Glen Miller est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC depuis le 1er janvier de l'année précédente.

G. Centrale Umbata Falls (Ontario – participation de 49 %)

Description

La centrale Umbata Falls est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 23 MW (la « **centrale Umbata Falls** »). La centrale est située sur la rivière White, affluent du lac Supérieur, à environ 30 kilomètres au sud-est de Marathon, en Ontario. Elle a été mise en service commerciale le 12 novembre 2008. L'équipement de production se compose de deux turbines de type Sam Kaplan à axe horizontal de 11,8 MW d'un débit combiné de 75 mètres cubes par seconde.

Umbata Falls L.P. est propriétaire de la centrale Umbata Falls. Le commandité d'Umbata Falls L.P. est Begetekong Power Corporation (« **Begetekong** »), dont 49 % du capital est détenu en propriété indirecte par la société et la tranche restante de 51 % est détenue par les Ojibways de la Première Nation de Pic River. Les commanditaires d'Umbata Falls L.P. sont les Ojibways de la Première Nation de Pic River (participation de 51 %) et une filiale de la société (participation de 49 %). Aux termes d'une convention de gestion conclue entre la société, Begetekong et Umbata Falls L.P. en date du 31 décembre 2006, la société a convenu de fournir des services de gestion relativement à la centrale Umbata Falls, notamment des services administratifs, de construction, d'exploitation, d'entretien et d'autres services connexes.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Conformément à un permis délivré par le ministère de l'Environnement aux termes de la *Loi sur les ressources en eaux de l'Ontario*, la centrale Umbata Falls est autorisée à prendre de l'eau à des fins de stockage du réservoir d'Umbata Falls pour la production d'électricité. Ce permis expire le 31 mai 2016 et la société prévoit qu'il sera renouvelé à son échéance. La société a obtenu toutes les approbations réglementaires importantes pour l'exploitation de la centrale Umbata Falls.

La centrale Umbata Falls est située sur des terres publiques à l'égard desquelles un bail de la Couronne daté du 5 juin 2007 a été accordé en faveur de Begetekong, le commandité d'Umbata Falls L.P. Le bail a expiré lors de la signature d'un bail de forces hydrauliques daté du 4 novembre 2009 et il a une durée initiale de 30 ans renouvelable pour des durées supplémentaires de 10 ans commençant le 1er août 2009. Umbata Falls L.P. détient également un permis de production d'électricité se rapportant à la centrale Umbata Falls émis par la CÉO qui est valide jusqu'au 8 septembre 2025.

Contrat d'achat d'électricité

La centrale Umbata Falls a un CAÉ avec l'OÉO à l'égard de la totalité de l'énergie qui sera produite par la centrale pour une période de 20 ans suivant le début de la mise en service commerciale, qui a été fixée au 12 novembre 2008. Le CAÉ de la centrale Umbata Falls est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le 1er janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ de la centrale Umbata Falls, une tranche égale à 15 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC en vigueur au 1er janvier de l'année précédente.

H. Centrale Batawa (Ontario – participation exclusive)

Description

La centrale Batawa est une installation de production hydroélectrique simple au fil de l'eau d'une puissance installée de 5 MW située sur la voie navigable Trent-Severn, près de la municipalité de Trenton (Ontario) (la « **centrale Batawa** »). IHI s'est portée acquéreur de Trent-Severn Power Corporation en juin 1998 et a, parallèlement à cette opération, conclu un contrat avec la direction d'Innergex inc. relativement à la prestation de services de développement et de gestion de projets. La centrale Batawa a été mise en service en décembre 1999, mais son exploitation commerciale a commencé en mars 2000.

La centrale Batawa exploite l'eau de la voie navigable Trent-Severn, dont le bassin hydrographique s'étend sur quelque 12 500 kilomètres carrés et comprend les lacs suivants : Balsam, Sturgeon, Buckhorn, Stony et Rice.

La centrale Batawa abrite une turbine de type Kaplan double réglage. Cette centrale est entièrement automatisée et peut être exploitée localement ou à distance. L'énergie produite est acheminée au réseau de distribution d'Hydro-One Networks Inc. au moyen d'une courte ligne aérienne.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Batawa a obtenu un permis du gouvernement du Canada (ministre du Patrimoine canadien) lui permettant d'occuper le terrain et d'utiliser l'eau excédentaire pour la production d'énergie électrique (le « **permis** »). Le permis est valide du 1er janvier 2001 au 31 décembre 2030 et peut être renouvelé à des conditions devant être fixées par le ministre du Patrimoine canadien. Le loyer payable aux termes du permis est rajusté chaque année selon le taux d'inflation de l'IPC pour le Canada pour les dix premières années, et il sera par la suite rajusté en fonction des taux de location alors en vigueur. Le loyer et les frais payables aux termes du permis peuvent être révisés à l'occasion par le ministre du Patrimoine canadien.

Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité produite par la centrale Batawa conclu avec la SFIÉO (le « **CAÉ Batawa** ») a une durée initiale de 30 ans expirant le 20 décembre 2029 et demeurera valide par la suite, sauf préavis d'annulation d'un an de l'une des parties à l'autre partie. Le CAÉ Batawa ne prévoit pas de livraison de quantité d'énergie annuelle minimum ou maximum.

Pour les dix premières années, le CAÉ Batawa établit une distinction entre « tarif de pointe » entre 7 h et 23 h, les jours de semaine, à l'exclusion des jours fériés, et les tarifs « hors pointe » en dehors de ces heures. Pour les 20 années subséquentes, le CAÉ Batawa prévoit des tarifs correspondant au plus élevé des tarifs applicables aux dix années précédentes et les tarifs applicables « aux nouveaux projets fondés sur les ressources renouvelables et les nouveaux projets de conversion énergétique haute efficacité », lesquels sont rajustés chaque année suivant l'indice des prix à la consommation pour l'Ontario tel qu'il est publié par Statistique Canada. Des discussions sont en cours avec le SFIÉO à l'égard des tarifs qui s'appliqueront pour les vingt prochaines années.

La SFIÉO peut interrompre son approvisionnement en énergie électrique produite par la centrale Batawa et finalement résilier le CAÉ Batawa moyennant un avis raisonnable en cas de violation de l'une des conditions du CAÉ Batawa qui n'est pas corrigée dans le délai approprié.

La SFIÉO a fait savoir aux détenteurs des CAÉ existants qu'elle souhaite négocier la modification et/ou la mise à jour de ces contrats pour les adapter et les rendre compatibles au marché de l'électricité restructuré de l'Ontario, ou encore conclure de nouveaux CAÉ. La SFIÉO a soumis un CAÉ de remplacement à Trent-Severn Power Corporation. Outre les changements apportés en considération de la restructuration du marché de l'électricité en Ontario et les modifications apportées pour clarifier la position de la SFIÉO sur certaines questions contenues dans le CAÉ Batawa, les modalités du CAÉ de remplacement sont semblables à celles du CAÉ Batawa. Trent-Severn Power Corporation n'a pas encore signé le contrat de remplacement et a poursuivi ses activités et reçoit toujours des paiements aux termes du CAÉ Batawa depuis l'ouverture du nouveau marché de l'électricité en Ontario. La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* ne comporte pas de dispositions expresses ayant trait au CAÉ Batawa ou pouvant avoir une incidence sur ce dernier.

I. Centrale Rutherford Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive)

Description

La centrale Rutherford Creek est une installation de production d'hydroélectricité au fil de l'eau d'une puissance installée de 49,9 MW (la « **centrale Rutherford Creek** »). Elle est située au sud-ouest de Pemberton (Colombie-Britannique) à quelque 21 kilomètres au nord de Whistler et 130 kilomètres au nord de Vancouver. La centrale Rutherford Creek a un bassin hydrographique alimenté par les eaux de fonte des glaciers Appa et Ipsoot.

La construction de la centrale Rutherford Creek a débuté en août 2002 et sa mise en service commerciale a eu lieu le 31 mai 2004. La centrale Rutherford Creek a été initialement acquise par le Fonds le 15 décembre 2005.

L'équipement de production comprend deux turbines de type Pelton verticales de 24,95 MW à six jets, d'un débit nominal de 17,2 m^3 à la seconde, alimentée par une conduite forcée de 9,3 km. L'énergie produite par la centrale est acheminée à la ligne de 230 kV de BC Hydro qui passe dans la vallée de la rivière Green.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Rutherford Creek est autorisée à dériver et à utiliser annuellement jusqu'à 18,4 m^3 d'eau à la seconde de Rutherford Creek et Ipsoot Creek aux termes d'un permis conditionnel d'exploitation hydraulique délivré en vertu de la *Water Act* (Colombie-Britannique) (la « ***Water Act*** ») le 29 octobre 2002 tel que modifié le 31 janvier 2006. Le permis conditionnel d'exploitation hydraulique demeurera en vigueur tant que Rutherford Creek LP i) continue d'utiliser l'eau aux termes de son permis; ii) verse son loyer annuel; et iii) respecte les conditions de son permis et de la *Water Act*. La centrale Rutherford Creek est située sur des terres de la Couronne qui font l'objet d'un bail d'occupation délivré par le Ministry of Sustainable Resource Management de la Colombie-Britannique en date du 13 octobre 2005 en vertu de la loi intitulée *Land Act* (Colombie-Britannique). Le bail d'occupation est d'une durée de 30 ans et viendra à échéance le 13 octobre 2035.

Contrat d'achat d'électricité

Le contrat d'achat d'électricité standard conclu le 12 juin 2002 avec BC Hydro (le « **CAÉ Rutherford Creek** ») a une durée de 20 ans à compter de la DMSC et il est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas de violation importante du contrat. Le CAÉ Rutherford Creek prévoit l'achat par BC Hydro de toute l'électricité produite par la centrale Rutherford Creek.

Le 1er janvier de chaque année, le prix par MWh est augmenté ou diminué d'un pourcentage correspondant à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC du Canada au cours des 12 mois précédents à compter du 1er janvier 2004 et à chaque 1er janvier par la suite, pendant la durée du CAÉ Rutherford Creek.

BC Hydro a conservé sans coût supplémentaire tous les droits, titres, intérêts et avantages à l'égard de tous les droits verts et les droits de réduction des émissions.

J. Centrale Ashlu Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive)

Description

La centrale Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 49,9 MW (la « **centrale Ashlu Creek** »). La centrale est située sur Ashlu Creek, un affluent de la rivière Squamish, à environ 35 kilomètres au nord-ouest de Squamish, en Colombie-Britannique. La construction de la centrale Ashlu Creek a débuté en août 2006 et la centrale a été mise en service commerciale le 29 novembre 2009. L'équipement de production de la centrale Ashlu Creek se compose de trois turbines de type Francis de 16,6 MW. La ligne de transport de 230 kV mesure environ 3 kilomètres de longueur et est reliée à une ligne existante de British Columbia Transmission Corporation (« **BCTC** »).

Ashlu Creek Investments Limited Partnership (« **Ashlu Creek LP** ») est propriétaire de la centrale Ashlu Creek. Le commandité d'Ashlu Creek LP est 675729 British Columbia Ltd., détenue en propriété exclusive indirecte par la société.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Ashlu Creek est autorisée à détourner et à utiliser jusqu'à concurrence de 29 mètres cubes d'eau par seconde conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré le 10 juillet 2006 en vertu de la *Water Act*. Le permis d'utilisation de l'eau a été délivré pour une période de 40 ans devant expirer le 9 juillet 2046. La centrale Ashlu Creek est située principalement sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes de la loi intitulée *Land Act* (Colombie-Britannique). Le permis était en vigueur depuis le 1er janvier 2005 pour une période de cinq ans et a expiré le 31 décembre 2009. Le permis d'occupation a été remplacé par un bail à long terme publié visant la centrale et les servitudes pour la ligne de transport, la ligne de télécommunication, la conduite forcée et la prise d'eau. Le bail et les servitudes ont une durée de 30 ans et expirent le 29 novembre 2039.

La Première Nation Squamish est autorisée à recevoir des redevances en fonction des produits d'exploitation de la centrale Ashlu Creek à compter de la date de mise en service commerciale. La Première Nation Squamish est également autorisée à recevoir une tranche additionnelle des produits d'exploitation bruts excédant un seuil annuel de produits d'exploitation bruts indiqué dans la convention. Aux termes de la convention, les actifs de la centrale Ashlu Creek doivent être transférés à la Première Nation Squamish pour un prix nominal après 40 ans d'exploitation commerciale.

Contrat d'achat d'électricité

La centrale Ashlu Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite pour les 30 années suivant le 29 novembre 2009, sous réserve des dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le prix de base de l'électricité achetée de la centrale Ashlu Creek est rajusté d'un pourcentage égal à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents, à compter du 1er janvier 2009 et à chaque 1er janvier par la suite pendant la durée du CAÉ de la centrale Ashlu Creek.

K. Centrale Fitzsimmons Creek (Colombie-Britannique – participation de 66 ⅔ %)

Description

La centrale Fitzsimmons Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 7,5 MW (la « **centrale Fitzsimmons Creek** »). Elle est située à Fitzsimmons Creek entre les montagnes Whistler et Blackcomb dans la municipalité touristique de Whistler, en Colombie-Britannique. Les travaux de construction ont débuté en juillet 2008 et la centrale a été mise en service commerciale le 26 janvier 2010. L'équipement de production de la centrale Fitzsimmons Creek est une turbine de type Pelton. La ligne de transport enfouie de 25 kV est longue de 450 mètres environ et est reliée à une ligne existante de BC Hydro.

La centrale Fitzsimmons Creek appartient à Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership (« **Fitzsimmons LP** »). Le commandité de Fitzsimmons LP est Fitzsimmons Creek Investments Ltd., détenue en propriété exclusive indirecte par la société. Le commanditaire de Fitzsimmons LP est Creek Power, dont la société est propriétaire de 66 ⅔ %, et Ledcor est propriétaire de la tranche restante de 33 ⅓ %.

La Bande indienne Mount Currie et la Bande indienne Squamish (les « **Nations** ») ont droit à des redevances établies en fonction des produits d'exploitation tirés de la centrale Fitzsimmons Creek à partir de la date de mise en service commerciale. Les Nations sont également autorisées à recevoir une tranche additionnelle des produits d'exploitation bruts excédant un seuil annuel de produits bruts indiqué dans la convention.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Fitzsimmons Creek est autorisée à détourner et à utiliser jusqu'à concurrence de 4,0 mètres cubes d'eau par seconde provenant de Fitzsimmons Creek, conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré le 11 avril 2008 en vertu de la *Water Act*. Le permis d'utilisation de l'eau a été délivré pour une période de 40 ans devant expirer le 10 avril 2048. La centrale Fitzsimmons Creek est située sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes de la loi intitulée *Land Act* (Colombie Britannique). Le permis est en vigueur depuis le 14 avril 2008 pour une période de dix ans et doit expirer le 13 avril 2018. Ce permis d'occupation sera remplacé par un bail à long terme publié pour la centrale et des servitudes prévues par la législation pour la ligne de transmission, la conduite forcée et la prise d'eau. Il est prévu que ces concessions foncières de la Couronne auront une durée semblable à celle du CAÉ.

Contrat d'achat d'électricité

La centrale Fitzsimmons Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite pour les 40 ans suivant le 26 janvier 2010, sous réserve des dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le prix de base de l'électricité achetée à la centrale Fitzsimmons Creek est rajusté d'un pourcentage égal à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents, à compter du 1er janvier 2009 et à chaque 1er janvier par la suite pendant la durée du CAÉ de la centrale Fitzsimmons Creek.

L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %)

Description

La société est indirectement propriétaire d'une participation de 50,01 % dans les centrales en exploitation Harrison par la propriété de 50,01 % des parts émises et en circulation de Cloudworks Holdings Limited Partnership (« **CHLP** »), et de la propriété de 50 % des actions émises et en circulation de Cloudworks Holdings Inc. (« **CHI** »), le commandité de CHLP. Le solde des parts de société en commandite de CHLP appartient à CC&L (34,99 %) et à Fengate GP, à titre de commandité de LPF Fund qui est géré par Fengate Capital Management Ltd.

(« **Fengate** ») (15 %). Le solde des actions de CHI (50 %) appartient à CC&L Infrastructure Ltd. (« **CC&L GP** »), le 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 partagée de 138 kV/360 kV, située près de la sous-station Upper Harrison Terminal (« **UHT** ») de BC Hydro à proximité de la rivière Lillooet et des lignes de transport 3L2 et 3L5 de BC Hydro (la « **sous-station de Kwalsa** »). Chacune des centrales en exploitation Harrison possède une sous-station transformant la tension de production de 6,9 kV à 138 kV, laquelle est livrée à la sous-station de Kwalsa par l'intermédiaire d'une ligne de transport privée de 138 kV. L'énergie est transformée à 360 kV à la sous-station de Kwalsa. L'énergie est ensuite livrée au point d'interconnexion de l'UHT. Il existe trois droits de passage d'origine législative pour la ligne de transport d'énergie consentis en faveur de HHPI, le commandité de chacune des SEC de projet qui expirent en 2051.

Contrats d'achat d'électricité

BC Hydro s'est engagée à acheter l'électricité produite par les centrales en exploitation Harrison conformément à deux CAÉ d'une durée de 40 ans. Un CAÉ vise quatre centrales regroupées d'une puissance installée globale de 90 MW : la centrale Douglas Creek, la centrale Fire Creek, la centrale Stokke Creek et la centrale Tipella Creek. L'autre CAÉ vise deux projets regroupés d'une puissance installée globale de 60 MW : la centrale Upper Stave River et la centrale Lamont Creek. Le prix moyen de l'électricité achetée aux termes des CAÉ pour les centrales en exploitation Harrison est rajusté chaque année par une tranche de l'IPC.

i) Centrale Douglas Creek

Description

La centrale Douglas Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 27 MW (la « **centrale Douglas Creek** »). La construction de la centrale Douglas Creek a commencé en mai 2007 et la DMSC a été atteinte le 19 octobre 2009. La centrale Douglas Creek utilise les ressources hydrauliques du cours inférieur du ruisseau Douglas, le point de décharge se trouvant à 3,1 km en amont de la centrale qui se trouve elle-même à 1 km en amont de la confluence du ruisseau Douglas avec le petit lac Harrison. La centrale Douglas Creek comprend deux turbines Pelton d'une puissance installée de 13,5 MW et sa production est livrée par une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 300 mètres de long vers une ligne de transport d'énergie de 6,8 km qui est partagée avec la centrale Stokke Creek et partage ensuite la ligne de transport d'énergie du projet Fire Creek de 3,2 km de long vers l'UHT.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Douglas Creek est autorisée à dériver et à utiliser jusqu'à concurrence de 11,3 m^3 à la seconde du ruisseau Douglas conformément à un permis d'exploitation hydraulique délivré aux termes de la *Water Act* le 9 novembre 2006. Le permis d'exploitation hydraulique a été délivré pour une durée de 40 ans expirant le 8 novembre 2046.

La centrale Douglas Creek se trouve principalement sur des terres de réserves de la Première Nation de Douglas appelée la réserve indienne de Douglas n° 8. La Première Nation de Douglas a demandé au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien (le « **MAINC** ») d'octroyer un bail de deux lots à la Takem Ti Qwelsa 7 Eco Resource Corporation (« **Takem Corp** ») et un sous-bail de un lot de Takem Corp à DCPLP, ainsi que le sous-bail de l'autre lot de Takem Corp à HHLP, le commanditaire de DCPLP. La Première Nation de Douglas a tenu un référendum pour décider si une partie des terres de la réserve indienne de Douglas pouvait être désignée pour la centrale Douglas Creek, les personnes en faveur du projet l'ont emporté.

Le MAINC a accordé un bail à Takem Corp en 2006 pour une durée de 98 ans, expirant en 2104. Un sous-bail pour la conduite forcée, la centrale et les lignes de transport d'énergie a été conclu entre Takem Corp et DCPLP en 2007, expirant à la première des dates suivantes : i) le 29 août 2104; et ii) le 60e anniversaire de la date à laquelle la centrale Douglas Creek a commencé la livraison commerciale d'électricité. Le MAINC a accordé un second bail à Takem Corp en 2007 pour une durée de 97 ans, expirant en 2104. Un sous-bail a été conclu entre Takem Corp et HHLP en 2007, expirant en 2104.

Un droit de passage d'origine législative pour le captage et la conduite forcée expirant en 2051 a été accordé en faveur de HHPI, le commandité de DCPLP, en novembre 2009. Un droit de passage d'origine législative pour une ligne de transport d'énergie expirant en 2051 tant pour la centrale Douglas Creek que pour la centrale Stokke Creek a été accordé en faveur de HHPI en novembre 2010. Un droit de passage d'origine législative pour une ligne de transport d'énergie pour la totalité des six centrales en exploitation Harrison expirant en 2051 a été accordé en faveur de HHPI en septembre 2010.

ii) Centrale Fire Creek

Description

La centrale Fire Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 23 MW (la « **centrale Fire Creek** »). La construction de la centrale Fire Creek a commencé en mai 2007 et la DMSC a été atteinte le 19 octobre 2009. La centrale Fire Creek utilise les ressources hydrauliques du cours inférieur du ruisseau Fire, le point de décharge se trouvant à 4,3 km en amont de la centrale qui se trouve elle-même à 1 km en amont de la confluence du ruisseau Fire avec la rivière Lillooet, à 6 km en amont de son débit dans le lac Harrison. La centrale Fire Creek comprend deux turbines Pelton d'une puissance installée de 11,5 MW et sa production est livrée par une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 414 km de long vers la ligne de transport d'énergie de 3,2 km qui est partagée avec la centrale Stokke Creek et la centrale Douglas Creek vers l'UHT.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Fire Creek est autorisée à dériver et à utiliser jusqu'à concurrence de 10,5 m^3 à la seconde du ruisseau Fire conformément à un permis d'exploitation hydraulique délivré aux termes de la *Water Act* en 2005. Le permis d'exploitation hydraulique a été délivré pour une durée de 40 ans expirant en 2045.

La centrale Fire Creek se trouve sur des terres publiques. Une concession publique visant la centrale et expirant en 2051 a été accordée en faveur de HHPI, le commandité de FCPLP, en 2008. Un droit de passage d'origine législative pour la conduite forcée expirant en 2051 a été accordé en faveur de HHPI en 2009. La centrale Fire Creek partage un droit de passage d'origine législative pour la ligne de transport d'énergie avec les autres centrales en exploitation Harrison.

iii) Centrale Lamont Creek

Description

La centrale Lamont Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 27 MW (la « **centrale Lamont Creek** »). La construction de la centrale Lamont Creek a commencé en mai 2007 et la DMSC a été atteinte le 2 novembre 2009. La centrale Lamont Creek utilise les ressources hydrauliques du cours inférieur du ruisseau Lamont, le point de décharge se trouvant à 3,5 km en amont de la centrale qui se trouve elle-même à 60 m en amont de la confluence du ruisseau Lamont avec la rivière Stave. La centrale Lamont Creek comprend deux turbines Pelton d'une puissance installée de 13,5 MW et sa production est livrée par une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 590 m de long vers la ligne de transport d'énergie de la centrale Upper Stave River qui est partagée sur une distance de 36,5 km vers l'UHT.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Lamont Creek est autorisée à dériver et à utiliser jusqu'à concurrence de 8,7 m^3 à la seconde du ruisseau Lamont conformément à un permis d'exploitation hydraulique délivré aux termes de la *Water Act* en 2006. Le permis d'exploitation hydraulique a été délivré pour une durée de 40 ans expirant en 2046.

La centrale Lamont Creek se trouve sur des terres publiques. Une concession publique visant la centrale et expirant en 2052 a été accordée en faveur de HHPI, le commandité de LCPLP, en 2009. Un droit de passage d'origine législative pour la conduite forcée expirant en 2052 a été accordé en faveur de HHPI en 2009. La centrale Lamont Creek partage un droit de passage d'origine législative relativement à sa ligne de transport d'énergie.

iv) Centrale Stokke Creek

Description

La centrale Stokke Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 22 MW (la « **centrale Stokke Creek** »). La construction de la centrale Stokke Creek a commencé en mai 2007 et la DMSC a été atteinte le 19 octobre 2009. La centrale Stokke Creek utilise les ressources hydrauliques du cours inférieur du ruisseau Stokke, le point de décharge se trouvant à 2 km en amont de la centrale qui se trouve elle-même à 500 m en amont de la confluence du ruisseau Stokke avec le lac Harrison. La centrale Stokke Creek comprend deux turbines Pelton d'une puissance installée de 11 MW et sa production est livrée par une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 11 km de long vers la centrale Douglas Creek à partir de laquelle elle partage une ligne de 138 kV de 6,8 km vers la centrale Fire Creek, la dernière ligne de 138 kV de 3,2 km de long étant partagée par les trois projets.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Stokke Creek est autorisée à dériver et à utiliser jusqu'à concurrence de 8,4 m^3 à la seconde du ruisseau Stokke conformément à un permis d'exploitation hydraulique délivré aux termes de la *Water Act* en 2006. Le permis d'exploitation hydraulique a été délivré pour une durée de 40 ans expirant en 2046.

La centrale Stokke Creek se trouve sur des terres publiques. Une concession publique visant la centrale et expirant en 2051 a été accordée en faveur de HHPI, le commandité de SCPLP, en 2008. Un droit de passage d'origine législative pour la conduite forcée expirant en 2050 a été accordé en faveur de HHPI en 2009. Un droit de passage d'origine législative pour la ligne de transport d'énergie expirant en 2051 a été accordé en faveur de HHPI en 2009. La centrale Stokke Creek partage également des droits de passage d'origine législative relativement à sa ligne de transport d'énergie.

v) Centrale Tipella Creek

Description

La centrale Tipella Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 18 MW (la « **centrale Tipella Creek** »). La construction de la centrale Tipella Creek a commencé en mai 2007 et la DMSC a été atteinte le 19 octobre 2009. La centrale Tipella Creek utilise les ressources hydrauliques du cours inférieur du ruisseau Tipella, le point de décharge se trouvant à 2,4 km en amont de la centrale qui se trouve elle-même à 600 m en amont de la confluence du ruisseau Tipella avec le lac Harrison. La centrale Tipella Creek comprend deux turbines Pelton d'une puissance installée de 9 MW et sa production est livrée par une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 4 km de long vers l'UHT.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Tipella Creek est autorisée à dériver et à utiliser jusqu'à concurrence de 7,2 m^3 à la seconde du ruisseau Tipella conformément à un permis d'exploitation hydraulique délivré aux termes de la *Water Act* en 2006. Le permis d'exploitation hydraulique a été délivré pour une durée de 40 ans expirant en 2046.

La centrale Tipella Creek se trouve sur des terres publiques. Une concession publique visant la centrale et expirant en 2051 a été accordée en faveur de HHPI, le commandité de TCPLP, en 2009. La concession expire le 24 janvier 2051. Un droit de passage d'origine législative pour la conduite forcée expirant en 2051 a été accordé en faveur de HHPI en 2009. Un droit de passage d'origine législative pour la ligne de transport d'énergie expirant en 2051 a été accordé en faveur de HHPI en 2010. La centrale Tipella Creek partage également des droits de passage d'origine législative relativement à sa ligne de transport d'énergie.

vi) Centrale Upper Stave River

Description

La centrale Upper Stave River est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 33 MW (la « **centrale Upper Stave River** »). La construction de la centrale Upper Stave River a commencé en mai 2007 et la DMSC a été atteinte le 2 novembre 2009. La centrale Upper Stave River utilise les ressources hydrauliques du tronçon médian de la rivière Stave, le point de décharge se trouvant à 1,9 km en amont de la centrale qui se trouve elle-même à 18 km en amont du déversement de la rivière Stave dans le lac Stave. La centrale Upper Stave River comprend trois turbines Francis d'une puissance installée de 10 MW et une turbine Francis d'une puissance installée de 3 MW et sa production est livrée par une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 37,1 km de long dont 36,5 km sont partagés avec la centrale Lamont Creek vers l'UHT.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La centrale Upper Stave River est autorisée à dériver et à utiliser jusqu'à concurrence de 43,8 m^3 à la seconde de la rivière Stave conformément à un permis d'exploitation hydraulique délivré aux termes de la *Water Act* en 2006. Le permis d'exploitation hydraulique a été délivré pour une durée de 40 ans expirant en 2046.

La centrale Upper Stave River se trouve sur des terres publiques. Une concession publique visant la centrale et expirant en 2052 a été accordée en faveur de HHPI, le commandité de USPLP, en 2009. Un droit de passage d'origine législative pour la conduite forcée expirant en 2052 a été accordé en faveur de HHPI en 2009. La centrale Upper Stave River partage également un droit de passage d'origine législative relativement à sa ligne de transport d'énergie.

M. Centrale Horseshoe Bend (Idaho (États-Unis) – participation exclusive)

Description

La centrale Horseshoe Bend est une installation de production d'hydroélectricité au fil de l'eau d'une puissance installée de 9,5 MW. Elle est située sur la rivière Payette, dans la municipalité de Horseshoe Bend, dans l'État de l'Idaho aux États-Unis (la « **centrale Horseshoe Bend** »). La centrale Horseshoe Bend a été mise en service commerciale en 1995, et la Fiducie l'a acquise le 3 décembre 2004.

La centrale Horseshoe Bend exploite l'eau de la rivière Payette dont le bassin hydrographique s'étend sur environ 5 776 kilomètres carrés en amont de la centrale. Trois rivières, North Fork, Middle Fork et South Fork, et deux réservoirs alimentent la rivière Payette. Ces rivières prennent leur source dans les sommets élevés du nord de l'Idaho. La centrale abrite cinq turbines simples stabilisées de type Kaplan en « S ». La centrale a été modernisée en

2005 et est maintenant entièrement automatisée et peut être exploitée localement et à distance. L'énergie produite est acheminée au réseau d'Idaho Power Company.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Les droits d'utilisation de l'eau de la rivière Payette à concurrence de 3 500 pieds cubes par seconde ont été accordés aux termes d'une licence émise par l'Idaho Department of Water Resources sous le numéro de licence 65-12563 et peuvent faire l'objet d'un nouvel examen à compter du 21 mai 2036.

Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité payable par Idaho Power Company produite par la centrale Horseshoe Bend (le « **CAÉ Horseshoe Bend** ») a une durée initiale de 35 ans expirant en 2030. Le 23 décembre 2005, la production annuelle prévue d'électricité devant être livrée par la centrale Horseshoe Bend a augmenté de 11 % ou 4 800 kWh en raison des améliorations apportées à la centrale et elle est actuellement à 46 800 MWh. Le CAÉ Horseshoe Bend ne précise pas de livraison de quantité d'énergie annuelle minimum ou maximum.

Le prix de l'électricité livrée payable par Idaho Power Company est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Horseshoe Bend.

Parcs éoliens en exploitation

A. Parcs éoliens Cartier (Québec – participation de 38 %)

Structure de la participation

La société et TransCanada sont respectivement propriétaires, à titre de copropriétaires indivis, de 38 % et de 62 % des projets de production d'énergie éolienne suivants : i) le parc éolien Carleton, décrit ci-dessous; ii) le parc éolien L'Anse-à-Valleau, décrit ci-dessous; iii) le parc éolien Baie-des-Sables, décrit ci-dessous; iv) le parc éolien Montagne Sèche de 58,5 MW, décrit ci-dessous; v) le parc éolien Gros Morne phase I de 100,5 MW, décrit ci-dessous; et vi) le projet Gros Morne phase II de 111 MW, décrit ci-dessous. Voir « Description des activités et de l'actif de la société – Projets en développement – Projets éoliens en développement » (collectivement, les « **parcs et projet éoliens Cartier** »).

La société et TransCanada détiennent chacune, à titre de copropriétaires indivis, leurs participations respectives dans les parcs et projet éoliens Cartier par l'entremise de sociétés en commandite à but unique (chacun, avec les propriétaires, un « **propriétaire Cartier** »). Pour chaque parc et projet éolien Cartier, les propriétaires Cartier respectifs ont nommé, aux termes d'une convention de gestion, un exploitant détenu à parts égales par la société et TransCanada, pour la gestion de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de ces parcs et projet éoliens.

B. Parc éolien Baie-des-Sables (Québec – participation de 38 %)

Description

Le parc éolien Baie-des-Sables est un parc éolien de 109,5 MW situé à Baie-des-Sables et à Métis-sur-Mer, dans la province de Québec (le « **parc éolien Baie-des-Sables** »). La construction du parc éolien Baie-des-Sables a commencé en mars 2006. Il a été mis en service commercial le 22 novembre 2006. La participation de 38 % des droits indivis dans le parc éolien Baie-des-Sables a été initialement acquise le 6 décembre 2007.

Le parc éolien compte 73 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Le parc éolien Baie-des-Sables est relié au réseau d'Hydro-Québec au moyen d'un réseau de collecte et d'un poste de transformation de 34,5 kV de

70 km de long qui augmente le voltage afin de se brancher à une ligne de transport de 230 kV adjacente d'Hydro-Québec.

Droits d'utilisation des sites

Les droits d'utilisation du site sur lequel sont implantées les éoliennes du parc éolien Baie-des-Sables ont initialement été acquis au moyen de contrats d'octroi d'options. Par ailleurs, des actes de propriété superficaires ou des servitudes ont ensuite été consentis en faveur d'Innergex BDS, S.E.C. et de TransCanada BDS, S.E.C., pour l'implantation des éoliennes sur le territoire du parc éolien Baie-des-Sables.

Contrat d'achat d'électricité

L'électricité produite par le parc éolien Baie-des-Sables est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un contrat d'achat d'électricité standard conclu le 25 février 2005 (le « **CAÉ BDS** ») d'une durée de 20 ans à compter de la date de début des livraisons et il fait l'objet des dispositions habituelles en matière de résiliation en cas de violation importante du contrat. Le CAÉ BDS prévoit qu'Hydro-Québec achète toute l'électricité produite par le parc éolien Baie-des-Sables.

Le prix de l'électricité livrée et payable par Hydro-Québec est calculé conformément aux CAÉ BDS et prévoit une augmentation au 1er janvier de chaque année d'environ 18 % de l'IPC.

C. Parc éolien L'Anse-à-Valleau (Québec – participation de 38 %)

Description

Le parc éolien L'Anse-à-Valleau est un parc éolien de 100,5 MW située à L'Anse-à-Valleau, dans les limites de la municipalité de Gaspé, dans la province de Québec (le « **parc éolien L'Anse-à-Valleau** »). La construction du parc éolien L'Anse-à-Valleau a commencé en octobre 2006. Il a été mis en service commercial le 10 novembre 2007. La participation de 38 % des droits indivis dans le parc éolien L'Anse-à-Valleau a été acquise initialement par le Fonds le 6 décembre 2007.

Le parc éolien L'Anse-à-Valleau compte 67 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Le parc éolien L'Anse-à-Valleau est relié au réseau d'Hydro-Québec au moyen d'un réseau de collecte de 34,5 kV de 43 km de long, d'un poste de transformation qui augmente le voltage à 161 kV et d'une ligne de transport de 161 kV de 14 km de long qui est branchée à une ligne de transport d'Hydro-Québec existante située près de Rivière-au-Renard.

Droits d'utilisation des sites

Les droits d'utilisation des sites d'implantation des éoliennes du parc éolien L'Anse-à-Valleau détenus par des propriétaires privés ont initialement été acquis au moyen de contrats d'octroi d'options. Par ailleurs, des actes de propriété superficiaires ou des servitudes ont ensuite été consentis en faveur d'Innergex AAV, S.E.C. et TransCanada AAV, S.E.C., pour l'implantation des éoliennes sur le territoire du parc éolien L'Anse-à-Valleau.

Puisque la majeure partie des éoliennes du parc éolien L'Anse-à-Valleau sont érigées en terre publique, des baux ont été consentis par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (« **MRNF** ») en faveur d'Innergex AAV, S.E.C. et de TransCanada AAV, S.E.C., pour l'implantation des éoliennes sur le territoire public du parc éolien L'Anse-à-Valleau. Aux termes de ces baux, un loyer doit être versé au MRNF.

Contrat d'achat d'électricité

L'électricité produite par le parc éolien de L'Anse-à-Valleau est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un contrat d'achat d'électricité standard conclu le 25 février 2005 (le « **CAÉ AAV** ») d'une durée de 20 ans à compter de la date

de début des livraisons. Il fait l'objet des dispositions usuelles en matière de résiliation en cas de violation importante du contrat. Le CAÉ AAV prévoit qu'Hydro-Québec achète toute l'électricité produite par le parc éolien L'Anse-à-Valleau.

Le prix de l'électricité livré et payable par Hydro-Québec est calculé conformément aux CAÉ AAV et prévoit une augmentation au 1er janvier de chaque année d'environ 18 % de l'IPC.

D. Parc éolien Carleton (Québec – participation de 38 %)

Description

Le parc éolien Carleton est situé dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure, au Québec (le « **parc éolien Carleton** »). Le parc éolien a une puissance installée de 109,5 MW. La société détient une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien Carleton.

La construction du parc éolien Carleton a été réalisée conformément au budget et à l'échéancier et il a été mis en service commercial en novembre 2008. L'équipement de production se compose de 73 éoliennes de General Electric Company (« **GE** »), chacune d'une puissance de 1,5 MW. Le parc éolien Carleton est relié au système de transport au moyen d'un réseau de collecte de 34,5 kV de 62 km de long et d'un poste de transformation qui augmente le voltage à 230 kV afin de se brancher à une ligne de transport de 230 kV sur environ 10 km de long qu'a construite Hydro-Québec.

Droits d'utilisation des sites

Le parc éolien Carleton est entièrement situé sur des terres publiques d'une superficie totale d'environ 4 445 hectares. Des baux ont été accordés par le MRNF aux propriétaires Cartier en vue de l'installation des éoliennes sur le territoire du parc éolien Carleton. Les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux sont déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation applicable.

La société détient une participation de 50 % dans Cartier énergie éolienne (CAR) Inc., le gestionnaire du parc éolien Carleton. Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a conclu une convention avec la ville de Carleton-sur-Mer et la municipalité régionale de comté de Bonaventure à l'égard de la mise en valeur de l'industrie éolienne, des contributions volontaires et du démantèlement des éoliennes à la fin de leur vie utile. Conformément à ces conventions, Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a convenu d'enlever les éoliennes deux ans après la cessation définitive des activités du parc éolien Carleton. Afin de garantir cette obligation, Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a convenu de fournir à la ville de Carleton-sur-Mer et à la municipalité régionale de comté de Bonaventure une lettre de crédit irrévocable ou une autre forme de garantie à compter de la onzième année d'exploitation du parc éolien Carleton d'un montant de 5 000 $ par année par turbine.

Contrat d'achat d'électricité

Le parc éolien Carleton a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le parc éolien Carleton, le CAÉ expire 20 ans après le 22 novembre 2008 et est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important (le « **CAÉ Carleton** »). Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec, lequel est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ du parc éolien Carleton, prévoit une augmentation le 1er janvier de chaque année correspondant à environ 18 % de l'IPC.

E. Parc éolien Montagne Sèche (Québec - participation de 38 %)

Description

Le parc éolien Montagne Sèche est un parc éolien de 58,5 MW situé dans les municipalités de Cloridorme et Petite-Vallée, dans la province de Québec (le « **parc éolien Montagne Sèche** »). La construction du parc éolien Montagne Sèche a commencé en juin 2010. Le parc éolien a été mis en service commercial le 25 novembre 2011.

Le parc éolien Montagne Sèche est composé de 39 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Le parc éolien est relié au système de transport d'Hydro-Québec au moyen d'un réseau de collecte de 34,5 kV et d'un poste de transformation qui augmente le voltage à 161 kV aux fins du branchement à une ligne de transport de 161 kV.

Droits d'utilisation des sites

La superficie totale du site du parc éolien Montagne Sèche est d'environ 1 747 hectares et est entièrement situé sur des terres publiques. Le 21 juillet 2010, le MRNF a accordé des baux à Innergex MS, S.E.C. et à TransCanada MS, S.E.C. pour l'installation d'éoliennes sur le territoire public du parc éolien Montagne Sèche. Aux termes de ces baux, un loyer doit être versé au MRNF. Les baux expirent le 1er décembre 2032 et peuvent être renouvelés sur demande.

Contrat d'achat d'électricité

Le parc éolien Montagne Sèche a un CAÉ avec Hydro-Québec d'une durée de 20 ans à partir du 25 novembre 2011 à l'égard de toute l'électricité qui sera produite sous réserve des dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'un manquement important (le « **CAÉ Montagne Sèche** »). Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est déterminé conformément à une formule établie selon le CAÉ Montagne Sèche et prévoit une augmentation égale à environ 18 % de l'IPC au 1er janvier de chaque année.

F. Parc éolien Gros Morne Phase I (Québec - participation de 38 %)

Description

Le parc éolien Gros Morne Phase I est un parc éolien de 100,5 MW situé dans la municipalité de Mont-Louis et la municipalité de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, dans la province de Québec (le « **parc éolien Gros Morne Phase I** »). La construction du parc éolien Gros Morne Phase I a commencé en juin 2010. Le parc éolien a été mis en service commercial le 29 novembre 2011. Le parc éolien Gros Morne Phase I est composé de 67 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Le parc éolien Gros Morne Phase I est relié au système de transport d'Hydro-Québec au moyen d'un réseau de collecte de 34,5 kV et d'un poste de transformation qui augmente le voltage à 230 kV aux fins du branchement à une ligne de transport de 230 kV.

Droits d'utilisation des sites

La superficie totale du site du parc éolien Gros Morne Phase I ainsi que celui du projet Gros Morne Phase II (collectivement, « **Site Gros Morne** ») est d'environ 7 134 hectares, dont 91 % sont situés sur des terres publiques. Les propriétaires Cartier du Site Gros Morne ont obtenu les droits d'accès à l'égard des terres privées visées par le Site Gros Morne. En ce qui a trait aux terres publiques, le 21 juillet 2010, le MRNF a accordé des baux à Innergex GM, S.E.C. et à TransCanada GM, S.E.C., pour l'installation d'éoliennes sur le territoire public du Site Gros Morne. Aux termes de ces baux, un loyer doit être versé au MRNF. Les baux expirent le 1er décembre 2033 et peuvent être renouvelés sur demande.

Contrat d'achat d'électricité

Les Projets Gros Morne sont parties au même CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de la totalité de l'électricité qui y sera produite par les Projets Gros Morne, lequel a une durée de 21 ans à partir du 29 novembre 2011 et est assujetti aux dispositions usuelles de résiliation en cas de manquement important (le « **CAÉ Projets Gros Morne** »). Les propriétaires Cartier des projets Gros Morne sont assujettis aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le projet Gros Morne Phase II n'est pas mis en service commercial d'ici le 1er décembre 2012, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue dans le CAÉ. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est déterminé conformément à une formule établie selon le CAÉ et prévoit une augmentation égale à environ 18 % de l'PC au 1er janvier de chaque année.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

La société détient des participations dans 10 projets en développement pour lesquels des CAÉ ont été obtenus, d'une puissance installée nette totale de 263,6 MW (puissance brute de 407,3 MW). La mise en service commerciale des projets est prévue entre 2012 et 2016. Tous les projets en développement sont présentés dans le tableau suivant et plus amplement décrits ci-après :

Projets en développement

Province	Centrale	Puissance prévue (MW)	Participation	Coûts de construction directs estimatifs (M $)	Coûts de construction estimatifs révisés[1] (M $)	Acheteur d'électricité	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Date prévue de mise en service commerciale	Durée du CAÉ[2] (années)
	Projets hydroélectriques								
C.-B.	Kwoiek Creek	49,9	50 %	152,1	153,2	BC Hydro	215 000	2013	40
C.-B.	North Creek	16,0	66²/₃ %	71,0	72,0	BC Hydro	59 725	2016	40
C.-B.	Boulder Creek	23,0	66²/₃ %	84,0	84,2	BC Hydro	85 720	2015	40
C.-B.	Upper Lillooet River	74,0	66²/₃ %	60,0	264,2	BC Hydro	270 160	2016	40
C.-B.	Northwest Stave River	17,5	100 %	69,8	91,4	BC Hydro	61 900	2013	40
C.-B.	Tretheway Creek	21,2	100 %	78,1	91,5	BC Hydro	81 900	2015	40
C.-B.	Big Silver – Shovel Creek	36,9	100 %	144,9	165,4	BC Hydro	147 100	2016	40
Sous-total :		238,5					921 505		
	Projets éoliens								
Québec	Gros Morne Phase II	111,0	38 %	178,7	s/o[3]	Hydro-Québec	345 188	2012	20
Québec	Viger-Denonville	24,6	50 %	73,3	73,3	Hydro-Québec	67 600	2013	20
Sous-total :		135,6					412 788		
	Projet solaire								
Ontario	Projet Stardale	33,2	100 %	140,0	141,7	OÉO	39 000	2012	20
Sous-total :		33,2					39 000		
Total :		**407,3**					**1 373 293**		

1) Les coûts des projets Northwest Stave River, Tretheway Creek, Upper Lillooet et Big-Silver-Shover Creek ont été révisés en raison de la répartition du prix d'achat de l'Acquisition de Cloudworks. Les coûts du projet Northwest Stave River ont également été révisés en raison du choix de construire le projet aux termes d'un contrat clé en main.

2) Les CAÉ relatifs aux projets en développement ne contiennent aucune disposition concernant leur renouvellement. Avant leur expiration, la direction explorera les possibilités de renouvellement de ces CAÉ.

3) Les coûts nets estimatifs de 2004 pour le projet Gros Morne Phase II seront rajustés tel que le prévoit le contrat d'approvisionnement en turbine. Le CAÉ Gros Morne prévoit un rajustement correspondant.

Projets hydroélectriques en développement

A. Projet Kwoiek Creek (Colombie-Britannique - participation de 50 %)

Description

Le projet Kwoiek Creek est une centrale hydroélectrique proposée au fil de l'eau d'une puissance installée de 49,9 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 215 GWh (le « **projet Kwoiek Creek** »). La centrale est située à la confluence de Kwoiek Creek et de la rivière Fraser, environ 14 kilomètres au sud de Lytton, en Colombie-Britannique. Elle devrait être mise en service commerciale en 2013. L'équipement de production, qui sera alimenté par une conduite forcée de 7,2 km, devrait se composer de quatre turbines à axe horizontal à trois injecteurs de type Pelton, chacune d'un débit prévu maximum de 3,375 mètres cubes par seconde, d'une hauteur de chute nette de 515 mètres et d'une puissance nominale de 12,475 MW. Le projet Kwoiek Creek comprendra une ligne de transport de 138 kV sur 70 kilomètres partant du poste de raccordement du projet jusqu'au poste de raccordement Highland Valley à l'extrémité nord du lac Mamit.

Le projet Kwoiek Creek est détenu 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.

Les coûts estimatifs révisés de construction du projet Kwoiek Creek sont de 153,2 millions de dollars devant être financés au moyen i) d'un financement de projet sans recours envisagé de 128 millions de dollars qui peut être converti en un financement à long terme et ii) de l'utilisation de la facilités de crédit de la société et des flux de trésorerie générés par les activités de la société de temps à autre.

Au 31 décembre 2011, tous les permis nécessaires à la construction ont été obtenus et l'entrepreneur EPC a commencé, sous des avis limités de procéder, l'excavation de la centrale et de la conduite forcée. La construction de cette installation devrait être terminée d'ici la fin du troisième trimestre de 2013.

Droits d'utilisation des sites

Kwoiek Creek Resources LP a demandé un permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de la crique Kwoiek. La demande initiale a été présentée en février 1990. La centrale du projet Kwoiek Creek sera située sur la réserve de la Bande indienne de Kanaka Bar connue sous le nom de réserve indienne de Whyeek numéro 4. Le 1er décembre 2010, un bail a été conclu entre Kwoiek Creek Resources Inc et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien pour ces terrains et un sous-bail de Kwoiek Creek Resources Inc. à Kwoiek Creek Resources LP a été signé le 25 janvier 2010 pour une période de 40 ans qui expire en 2051.

Kwoiek Creek Resources Inc. est autorisée à recevoir une redevance fondée sur un pourcentage des produits d'exploitation bruts, déduction faite des coûts du projet pour les 20 premières années suivant la date de mise en service commerciale du projet Kwoiek Creek et d'une redevance majorée pour les 20 années suivantes. Quarante ans après la date de mise en service commerciale de la centrale, Kwoiek Creek Resources Inc. sera autorisée à acheter la participation de la société dans Kwoiek Creek Resources LP et Kwoiek Creek Resources GP Inc. pour un prix nominal.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Kwoiek Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le projet Kwoiek Creek devant expirer 40 ans après la date de mise en service commerciale de la centrale. Le CAÉ est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important (le « **CAÉ Kwoiek Creek** »). Aux termes du CAÉ Kwoiek Creek, 30 % du prix du CAÉ Kwoiek Creek est rajusté selon l'augmentation ou la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents, à compter du 1er janvier 2006 et chaque 1er janvier par la suite pendant la durée du CAÉ Kwoiek Creek.

Aux termes du CAÉ Kwoiek Creek, BC Hydro jouit de l'ensemble des droits, titres et intérêts dans quelque élément environnemental que le projet Kwoiek Creek peut recevoir.

B. Projet Northwest Stave River (Colombie-Britannique – propriété exclusive)

Description

Le projet Northwest Stave River est un projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 17,5 MW et d'une production annuelle estimative d'énergie de 61,9 GWh (le « **projet Northwest Stave River** »). Il est situé à environ 35 km au nord de Mission, Colombie-Britannique. La construction du projet Northwest Stave River a commencé en 2011 et la mise en service commerciale est prévue pour le dernier trimestre 2013.

Le matériel de production, qui sera alimenté par une conduite forcée sous basse pression de 200 m de long vers une conduite forcée de 1 040 m de long et un débit prévu de 29 m^3 à la seconde, devrait être composé de trois turbines Francis : deux turbines ayant une capacité unitaire nominale de 7,4 MW, et une turbine d'une capacité unitaire nominale de 2,7 MW. Le projet Northwest Stave River devrait comprendre une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 2,2 km de long vers la ligne de transport d'énergie existante de la centrale Upper Stave River et de la centrale Lamont Creek.

Au cours du dernier trimestre 2011, le fournisseur de turbines a été choisi et l'entrepreneur EPC a continué les travaux d'ingénierie et les travaux de construction préliminaires sous des avis limités de procéder.

Le projet Northwest Stave River est détenu par Northwest Stave River Hydro Limited Partnership, son commandité est Northwest Stave River Hydro inc., détenue en propriété exclusive par la société.

Les coûts estimatifs révisés de construction du projet Northwest Stave River sont de 91,4 millions de dollars devant être financés au moyen d'un financement de projet envisagé, de l'utilisation de la facilité de crédit de la société et des flux de trésorerie générés par les activités de la société de temps à autre.

Droits d'utilisation des sites

Un permis d'exploitation hydraulique conditionnel daté du 21 novembre 2008 a été octroyé pour dévier et utiliser l'eau jusqu'à concurrence de 31,5 m^3 à la seconde de la rivière Northwest Stave. Le projet Northwest Stave River est situé sur une terre publique qui fait l'objet d'un permis d'occupation conformément à la *Land Act* (Colombie Britannique). Le permis a commencé le 1er décembre 2009 et est d'une durée de trois ans, expirant le 30 novembre 2012. Ce permis d'occupation sera remplacé par un bail enregistré à long terme pour la centrale et des droits de passage prévus par la loi pour la ligne de transport, la conduite forcée et le captage. Ce régime foncier des terres publiques devrait être d'une durée correspondant à la durée des CAÉ.

Contrat d'achat d'électricité

BC Hydro s'est engagée à acheter l'électricité que produira le projet Northwest Stave River aux termes d'un CAÉ d'une durée de 40 ans. BC Hydro a indiqué que l'octroi des CAÉ relativement aux projets hydroélectriques aux termes du plus récent appel d'offres pour de l'énergie propre, dans le cadre duquel le CAÉ pour le projet Northwest Stave River a été octroyé, avait des prix d'offre variant de 95 $ à 156 $ par MWh pour l'énergie prévue, et un prix d'offre pour l'énergie prévue moyen pondéré de 139,90 $ par MWh.

C. Projet Boulder Creek (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %)

Description

Le projet Boulder Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 23 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 85,7 GWh (le « **projet Boulder Cree**k »). Il est situé à Boulder Creek dans le bassin hydrographique de Lillooet River, environ 56 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

La centrale Boulder Creek détournera partiellement l'eau du ruisseau, au moyen d'une prise d'eau menant à une conduite forcée à basse pression enfouie de 1,5 kilomètre de longueur puis à une conduite forcée en acier à haute pression de 1,5 kilomètre allant aux trois turbines de type Pelton à axe vertical de 7,6 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 kV de 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.

Droits d'utilisation des sites

Creek Power a demandé un permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de Boulder Creek en mars 2001. Creek Power a présenté une demande en vue d'obtenir un permis d'occupation des terrains situés dans la zone du projet pour la construction du projet. Au moment de l'achèvement du projet, Creek Power louera la superficie de terrain au-dessous de la centrale et obtiendrait une servitude prévue par la loi à l'égard des terrains où se trouvent le poste, 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'une servitude.

Le projet est situé sur les terres ancestrales de la Nation Lil'wat (bande indienne de Mount Currie). Les parties ont signé, le 26 mai 2010, une lettre d'intention visant à établir généralement le processus d'évaluation des possibles répercussions et avantages du projet et le contenu général d'une entente sur les répercussions et les avantages.

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 commerciale de la centrale. Le CAÉ est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. La construction du projet Boulder Creek devrait commencer en 2013.

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1er janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commerciale 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.

D. Projet Tretheway Creek (Colombie-Britannique – propriété exclusive)

Description

Le projet Tretheway Creek est un projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 21,2 MW et d'une production annuelle estimative d'énergie de 81,9 GWh (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 devrait commencer en 2013.

Le matériel de production, qui sera alimenté par une conduite forcée de 4 730 m de long et un débit prévu de 11,4 m^3 à la seconde, devrait être composé de trois turbines Pelton de 7,1 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.

Droits d'utilisation des sites

La demande initiale pour un permis d'exploitation hydraulique pour dévier et utiliser l'eau jusqu'à concurrence de 17 m^3 à la seconde du ruisseau Tretheway a été faite le 14 octobre 2005. Tous les permis nécessaires pour la construction du projet devraient être obtenus d'ici à avril 2013. À l'achèvement du projet, le permis d'occupation qui devrait être obtenu pour le développement initial du projet sera converti en une concession pour la partie des terres se trouvant sous la centrale et en des droits de passage d'origine législative 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

BC Hydro s'est engagée à acheter l'électricité que produira le projet Tretheway Creek aux termes d'un CAÉ d'une durée de 40 ans. BC Hydro a indiqué que l'octroi des CAÉ relativement aux projets hydroélectriques aux termes du plus récent appel d'offres pour de l'énergie propre, dans le cadre duquel le CAÉ pour le projet Tretheway Creek a été octroyé, avait un prix d'offre variant de 95 $ à 156 $ par MWh pour de l'énergie garantie, et un prix d'offre pour l'énergie garantie moyen pondéré de 139,90 $ par MWh.

E. Projet North Creek (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %)

Description

Le projet North Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 16 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 59,7 GWh (le « **projet North Creek** »). Il est situé sur North Creek dans le bassin hydrographique de Lillooet River, 38 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

La centrale North Creek détournera partiellement l'eau du ruisseau, au moyen d'une prise d'eau menant à une conduite forcée à basse pression enfouie de 2,4 kilomètres de longueur, puis à une conduite forcée en acier à haute pression de 1,7 kilomètre allant à la turbine de type Pelton à axe vertical de 16 MW 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 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 kV de BCTC au sud de Pemberton. La ligne de transport envisagée aurait une longueur de 1 kilomètre environ et serait reliée à la ligne de 230 kV construite pour le projet Upper Lillooet.

Droits d'utilisation des sites

Creek Power Inc. (« **Creek Power** ») a demandé un permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de North Creek en décembre 2001 (Water Licence Application Z116903). Creek Power a présenté une demande en vue d'obtenir un permis d'occupation des terrains situés dans la zone du projet pour la construction du projet (Land File Reference No. 2409207). Au moment de l'achèvement du projet, Creek Power louerait la superficie de terrain au-dessous de la centrale et obtiendrait une servitude prévue par la législation à l'égard des terrains où se trouvent le poste, 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'une servitude.

Le projet est situé sur les terres ancestrales de la Nation Lil'wat (bande indienne de Mount Currie). Les parties ont signé, le 26 mai 2010, une lettre d'intention visant à établir généralement le processus d'évaluation des possibles répercussions et avantages du projet et le contenu général d'une entente sur les répercussions et les avantages.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet North Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le projet North Creek devant expirer 40 ans après la date de mise en service commerciale de la centrale. Le CAÉ est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si la société n'obtient pas tous les permis importants pour le projet North Creek au plus tard le 22 avril 2013 ou si le projet North Creek n'est pas mis en service commercial au plus tard le 1er mai 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 1er janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commerciale 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 North Creek peut recevoir.

F. Projet Upper Lillooet River (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %)

Description

Le projet Upper Lillooet est un projet hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 74 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 270,6 GWh (le « **projet Upper Lillooet River** »). Il est situé sur la rivière Lillooet, un affluent du fleuve Fraser, environ 70 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

La centrale Upper Lillooet 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 quatre turbines de type Francis à axe horizontal de 18,5 MW 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.

Droits d'utilisation des sites

Creek Power a demandé un permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de Upper Lillooet River en décembre 2001 (Water Licence Application Z116902). Creek Power a présenté une demande en vue

d'obtenir un permis d'occupation des terrains situés dans la zone du projet pour la construction du projet (Land File Reference No. 2408971). Au moment de l'achèvement du projet, Creek Power louerait la superficie de terrain au-dessous de la centrale et obtiendrait une servitude prévue par la législation à l'égard des terrains où se trouvent le poste, 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'une servitude.

Le projet est situé sur les terres ancestrales de la Nation Lil'wat (bande indienne de Mount Currie). Les parties ont signé, le 26 mai 2010, une lettre d'intention visant à établir généralement le processus d'évaluation des possibles répercussions et avantages du projet et le contenu général d'une entente sur les répercussions et les avantages.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Upper Lillooet a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le projet Upper Lillooet devant expirer 40 ans après la date de mise en service commerciale de la centrale. Le CAÉ est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si la société n'obtient pas tous les permis importants pour le projet Upper Lillooet au plus tard le 22 avril 2013 ou si le projet North Creek n'est pas mis en service commercial au plus tard le 1er juin 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 1er janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commerciale 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 peut recevoir.

G. Projet Big Silver-Shovel Creek (Colombie-Britannique – propriété exclusive)

Description

Le projet Big Silver-Shovel Creek qui est un projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 36,9 MW et d'une production annuelle estimative d'énergie de 147,1 GWh (le « **projet Big Silver-Shovel Creek** »). Il est situé à environ 40 km au nord de Harrison Hot Springs (Colombie-Britannique). La construction du projet Big Silver-Shovel Creek devrait commencer en 2014 et le projet devrait être mis en service commercial en 2016.

Le matériel de production du ruisseau Big Silver, qui sera alimenté par une conduite forcée de 3 140 m de long et un débit prévu de 26 m^3 à la seconde, devrait être composé de trois turbines Francis (deux de 9,3 MW, une de 5,6 MW) capables de produire une quantité annuelle estimative d'énergie de 111,2 GWh. Le projet Big Silver-Shovel 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. Le matériel de production du ruisseau Big Silver, qui sera alimenté par une conduite forcée de 2,6 km de long, devrait être composé de deux turbines Francis de 6,3 MW capables de produire une quantité annuelle estimative d'énergie de 35,9 GWh. Le matériel de production du ruisseau Shovel devrait comprendre une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 10 km de long de la sous-station du projet jusqu'à la ligne de transport d'énergie du projet Big Silver-Shovel Creek.

Droits d'utilisation des sites

Cloudworks a demandé un permis d'exploitation hydraulique pour dévier et utiliser l'eau jusqu'à concurrence de 40,4 et 23 m^3 à la seconde du ruisseau Big Silver et du ruisseau Shovel, respectivement. La demande initiale a été faite le 9 novembre 2007. Tous les permis nécessaires pour la construction du projet devraient être obtenus d'ici à mars 2014. À l'achèvement du projet, les permis d'occupation qui devraient être obtenus pour le développement initial des projets seront convertis en des concessions pour la partie des terres se trouvant sous les centrales et en

des droits de passage d'origine législative 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

BC Hydro s'est engagée à acheter l'électricité que produira le projet Big Silver-Shovel Creek aux termes d'un CAÉ d'une durée de 40 ans. BC Hydro a indiqué que l'octroi des CAÉ relativement aux projets hydroélectriques aux termes du plus récent appel d'offres pour de l'énergie propre, dans le cadre duquel le CAÉ pour le projet Big Silver Shovel Creek a été octroyé, avait un prix d'offre variant de 95 $ à 156 $ par MWh pour de l'énergie garantie, et un prix d'offre pour l'énergie garantie moyen pondéré de 139,90 $ par MWh.

Projets éoliens en développement

A. Projet Gros Morne Phase II (Québec - participation de 38 %)

Description

Le projet Gros Morne Phase II est la deuxième phase de développement d'un parc éolien qui est situé dans la municipalité de Mont-Louis et la municipalité de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, dans la province de Québec. Le projet Gros Morne Phase II a une puissance installée totale prévue de 111 MW et un rendement énergétique annuel global prévu d'environ 345,2 MWh par année. La mise en service commerciale du projet Gros Morne Phase II devrait survenir d'ici décembre 2012. Le projet Gros Morne Phase II devrait se composer de 74 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Le projet Gros Morne Phase II sera relié au système de transport d'Hydro-Québec au moyen d'un réseau de collecte de 34,5 kV et d'un poste de transformation qui augmentera le voltage à 230 kV aux fins du branchement à une ligne de transport de 230 kV.

Droits d'utilisation des sites

Voir « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parc éoliens en exploitation – F. Parc éolien Gros Morne Phase I (Québec - participation de 38 %) – Droits d'utilisation des sites ».

Contrat d'achat d'électricité

Voir « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parc éoliens en exploitation – F. Parc éolien Gros Morne Phase I (Québec - participation de 38 %) – Contrat d'achat d'électricité ».

B. Projet Viger-Denonville (Québec – participation de 50 %)

Description

Le projet Viger-Denonville est un projet de parc éolien situé dans les municipalités de Saint-Paul-de-la-Croix et de Saint-Éphiphane, au Québec. Le projet Viger-Denonville a une puissance installée prévue de 24,6 MW. La mise en service commerciale devrait commencer d'ici décembre 2013. Le projet Viger-Denonville exige l'installation de 12 éoliennes du modèle MM92 de Repower. Ces éoliennes ont une puissance de 2,05 MW chacune. Le projet Viger Denonville sera relié au système de transport d'Hydro-Québec au moyen d'un réseau de collecte de 34,5 kV et d'un poste de transformation qui augmentera le voltage à 120 kV aux fins du branchement à une ligne de transport de 120 kV.

Le projet Viger-Denonville est détenu par Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C. (« **Viger Denonville SEC** »), son commandité est Parc éolien communautaire Viger-Denonville inc. (« **Viger Denonville commandité** »). La société et la municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup détiennent chacune une participation de 50 % dans le projet Viger-Denonville.

Droits d'utilisation des sites

Le projet Viger-Denonville est entièrement situé sur des terres privées. Viger-Denonville SEC a obtenu les droits sur 732 hectares de terres privées par la signature de contrats d'octroi d'options, y compris tous les terrains requis pour l'installation des éoliennes, des tours de mesure de vent, du réseau collecteur, des routes d'accès et du poste électrique du projet Viger-Denonville.

Contrat d'achat d'électricité

Viger-Denonville SEC est partie à un CAÉ avec Hydro-Québec pour l'achat de la totalité de l'électricité produite par le projet Viger-Denonville qui a une durée de 20 ans à compter de la mise en service commerciale du projet Viger Denonville et est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important (le « **CAÉ Viger-Denonville** »).

Le projet Viger-Denonville est assujetti aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ Viger-Denonville si le projet Viger-Denonville n'est pas mis en service commercial d'ici le 1er décembre 2013, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue dans le CAÉ. En vertu du CAÉ Viger-Denonville, Viger-Denonville SEC a accepté de vendre et de livrer 67,6 GWh par année dès la mise en service commerciale du projet Viger-Denonville.

Projet solaire en développement

A. Projet Stardale (Ontario – propriété exclusive)

Description

Le projet Stardale, actuellement en construction, est localisé à deux emplacements situés à moins de 500 mètres l'un de l'autre, le site sud et le site nord. Au total plus de 144 000 modules polycristallins Solar World modèle SW 230 seront installés sur le site. Ces modules seront inclinés avec un angle optimal de 30 degrés par rapport au sol. La capacité maximale installée sera de 33,2 MW_{DC} en courant continu (DC). 54 ondulateurs sont requis afin de transformer l'énergie produite par les modules (DC) en courant alternatif (AC) soit 27 MW prêts à être injecté sur le réseau de distribution à 44 kV. La production d'énergie est estimée à 39,0 GWh.

La construction du projet Stardale a commencé en novembre 2010 et il est prévu que la livraison d'électricité commencera durant le premier trimestre 2012 et la construction sera finalisée au deuxième trimestre 2012.

Droits d'utilisation des sites

Le projet Stardale est situé à moins de 5 km au sud-ouest du village de Saint-Eugène en Ontario (Canton de Hawkesbury Est) ; l'ensemble du parc totalise 244 acres. Stardale Solar LP détient 100 % des droits sur les sites sud et nord.

Contrat d'achat d'électricité

Toute l'énergie, qui sera livrée par le projet Stardale, sera vendue en vertu de trois contrats RESOP avec l'OÉO à un taux fixé de 420 $ par MWh, d'une durée de 20 ans à compter de la mise en service commerciale (les « **CAÉ Stadale** »), qui seront soumis aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important en vertu des CAÉ Stardale.

PROJETS POTENTIELS

Tous les projets potentiels, d'une puissance installée nette potentielle combinée de plus de 2 843,9 MW (puissance brute de 2 976,7 MW), en sont au stade préliminaire de développement. Certains projets potentiels seront soumis dans le cadre d'éventuelles demandes de propositions déterminées, tandis que d'autres seront soumises dans le cadre d'une éventuelle demande de propositions, du POS ou des programmes FIT qui n'ont pas encore été annoncés. Rien ne garantit qu'un projet potentiel soit réalisé.

A. Divers autres projets potentiels Creek Power (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %)

En plus des trois projets soumis en réponse à la demande de propositions 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 14 autres projets potentiels dans la région sud-ouest de la Colombie-Britannique, pour lesquels la société évalue la puissance installée potentielle à plus de 132 MW. Certains de ces projets pourraient être réalisés aux termes du POS de BC Hydro.

B. Divers autres projets éoliens potentiels du Québec (Québec – 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 984 MW. Les projets éoliens potentiels du Québec comprennent les projets situés sur des terrains privés à l'égard desquels la société a conclu des contrats de location avec option d'achat 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 location 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 l'ensemble des projets éoliens potentiels du Québec conformément aux exigences prévues de toute demande de proposition future relative à des parcs éoliens d'Hydro Québec.

C. Projets potentiels dans le cadre du programme de tarifs de rachat garantis de l'Ontario (Ontario - participation de 49 % à 100 %)

Le 30 novembre 2009, la société a soumis plusieurs demandes dans le cadre du programme TRG pour un potentiel de puissance installé totalisant 465 MW. Selon l'ampleur des travaux d'expansion du réseau de transport, certaines de ces demandes se traduiront éventuellement par des contrats dans le cadre du programme TRG. Entre novembre 2010 et la fin de l'année fiscale 2011, une puissance installée potentielle supplémentaire de 59 MW a été soumise au programme TRG pour les projets de centrales solaires PV au sol.

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

La société a repéré des projets potentiels de parcs éoliens en Colombie-Britannique (les « **projets de parcs éoliens potentiels de la Colombie-Britannique »**) pour lesquels la société évalue la puissance installée prospective 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 s'il est prévu que la société sera propriétaire exclusif des projets de parcs éoliens potentiels de la Colombie-Britannique, il est possible que la société partage, à terme, ses participations dans l'un ou plusieurs de ces projets avec un partenaire stratégique.

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

La société détient des projets potentiels d'une puissance installée nette potentielle combinée de plus de 820 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'enquête a été déposée et à l'égard desquels une proposition a été présentée aux termes d'une demande de propositions ou pourrait être présentée aux termes du POS de BC Hydro.

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 énergétique. 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 amortis une fois que celui-ci est fonctionnel, ou 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. Ces frais sont toutefois minimes.

PERSONNEL

La société compte 106 employés. Ce personnel comprend 40 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 25 employés à l'aménagement et à la construction et 41 employés à l'administration, à la comptabilité, aux finances et aux affaires juridiques. 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 efficiente de consultants externes, au besoin. Enfin, la société utilise les services de diverses sociétés d'ingénierie indépendantes pour l'aider dans l'analyse de faisabilité de ses projets.

5. 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.

RISQUES RELATIFS À LA SOCIÉTÉ

<u>Mise en œuvre de la stratégie</u>

La stratégie de la société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste : i) à acquérir ou à créer des installations de production d'énergie de haute qualité qui produisent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi, et ii) 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 attrayants pour poursuivre sa croissance.

La mise en œuvre d'une stratégie de placement réussie fondée sur la valeur 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 commerciale ou peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions dans ses activités existantes.

Ressources en capital

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 et de continuer à exercer ses activités serait compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion. Un très grand nombre de projets d'énergie renouvelable seront réalisés au cours des prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la disponibilité des capitaux. De plus, le versement de dividendes pourrait nuire à la capacité de la société de financer ses projets en cours et futurs.

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.

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 liquidités relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt. La société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de fluctuation de taux d'intérêt sur son financement par emprunt. La société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

Régime hydrologique, éolien et solaire

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. 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 réduction ou une augmentation de la quantité de rayonnement solaire à l'emplacement d'un des projets de parc solaire au cours d'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.

Construction et conception

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des projets en développement, des projets potentiels et des projets futurs que la société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, 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 respectif, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

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

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

Développement de nouvelles installations

La société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces 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 imprévues sont engagés, cela pourrait nuire à la société.

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. Rien ne garantit que l'un des projets potentiels résulte en une installation en opération.

Les permis environnementaux provinciaux et fédéraux devant être émis relativement à l'un des projets en développement peuvent contenir des conditions qui doivent être remplies avant la construction, au cours de la construction, et pendant et après l'exploitation des projets en développement. Il est impossible de prévoir les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces permis. Voir « Description des activités et de l'actif de la société – Projets en développement ».

Rendement des projets et pénalités

La capacité des installations de la société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro et à l'OÉO ou à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant des produits 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

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.

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

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 nécessaires ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la société ou ses filiales.

Déclaration de dividendes à la discrétion du conseil

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

La société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et de son capital déclaré.

Obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité

L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la société est confrontée. La société s'attend à continuer de conclure des CAÉ relativement à la vente de son énergie, contrats qu'elle obtiendra principalement par l'intermédiaire de sa participation à des processus de demandes de propositions concurrentiels. 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 demande de propositions en particulier ou que des CAÉ existants soient renouvelés ou le sera moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

Haute direction et employés clés

Les cadres supérieurs et les autres dirigeants 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 d'attirer, de former et de 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 « POURSUITESs ».

Défaut d'exécution des principales contreparties

La société est partie à des contrats 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. Si un ou plusieurs de ces fournisseurs sont incapables de respecter leurs engagements aux termes des contrats, 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 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.

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 éoliennes

L'aménagement et l'exploitation des parcs éoliens de la société est tributaire de l'approvisionnement en éoliennes de tierces parties. Vu la croissance rapide de la demande en éoliennes, le prix de celles-ci a connu une hausse

marquée et pourrait continuer à augmenter. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en éoliennes pourrait nuire à la rentabilité future des projets éoliens de la société et à la capacité de la société à mettre en œuvre d'autres projets éoliens. En outre, les fabricants pourraient ne pas être en mesure ou ne pas être prêts à répondre à la demande élevée en éoliennes. Rien ne garantit que ces fabricants remplissent 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 de réaliser les projets conformément à l'échéancier et de respecter ses engagements aux termes des CAÉ.

Réglementation et politique

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.

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 modifiés, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation des coûts, 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 soient accordés. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la société se conforme à leurs modalités. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'énergie futurs.

De temps à autre, et de façon à 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 débourser le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la société.

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 réussisse à obtenir un site en particulier à l'avenir.

Dépendance envers les CAÉ

L'énergie produite par la société est vendue aux termes de 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.

Dépendance envers les 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.

Redevances d'utilisation d'énergie hydraulique

La société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau dans ses centrales hydroélectriques en opération commerciale. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements de l'Ontario, de la Colombie-Britannique et du Québec changent leur réglementation en matière d'approvisionnement en eau, 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 éoliennes et de la production d'énergie éolienne connexe

La force et la constance des ressources éoliennes à la disposition des parcs éoliens 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 du vent; iii) l'intensité de la corrélation entre les données de vent propres à un site et les données de vent 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 éoliennes 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 éoliennes; et ix) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Barrages sécuritaires

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 défectuosités 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. 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.

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. Lorsqu'il est possible de le faire, la société atténue ce risque en fixant le prix d'achat en dollars canadiens ou en concluant des swaps de devises afin de fixer le taux de change.

Limites de l'assurance

Bien que la société estime que sa garantie d'assurance pour ses projets couvre tous les risques assurables importants, correspond à la garantie à laquelle souscrirait un propriétaire, un promoteur ou un exploitant prudent de projets semblables et est assujettie aux franchises, aux limites et aux exclusions habituelles ou raisonnables compte tenu du coût de l'assurance et des conditions d'exploitation courante, 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 à l'exploitation des projets.

Possibles responsabilités non divulguées liées à l'acquisition de Cloudworks

Il est possible que la société n'ait pas détecté dans son contrôle préalable à la réalisation de l'acquisition de Cloudworks des responsabilités et des impondérables pour lesquels la société pourrait ne pas être indemnisée. Les découvertes de quelque responsabilité ou impondérable important à l'égard de l'activité de Cloudworks après l'acquisition de Cloudworks pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la société et de Cloudworks.

Déclarations, engagements et indemnité limités prévus dans la convention de Cloudworks

Les déclarations et engagements en faveur de la société indiqués dans la convention de Cloudworks sont usuels, quoique limités à une opération de cette nature. Ils pourraient avoir une incidence sur l'indemnité que la société pourrait obtenir. En outre, la convention de Cloudworks prévoit que la responsabilité globale, sous réserve de certaines exceptions, se limite à 20 % du prix d'achat aux termes de la convention de Cloudworks, pourvu que les vendeurs ne soient pas tenus de verser des paiements au comptant globaux en règlement de cette dette totalisant

plus de 15 % du prix d'achat aux termes de la convention de Cloudworks, toute dette étant supérieure à ce montant ne pouvant être récupérée qu'au moyen d'une compensation à l'encontre des obligations de paiements reportés conditionnels de la société.

Impossibilité de réaliser les avantages prévus de l'acquisition de Cloudworks

La société est d'avis que l'acquisition de Cloudworks lui apportera des avantages. Cependant, il y a un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialise pas ou ne se matérialise pas dans les délais prévus par la direction de la société. La réalisation de ces avantages peut être touchée par un certain nombre de facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la société.

Infrastructure d'interconnexion et de transport partagée

Les six centrales en exploitation Harrison partagent toutes 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 six centrales en exploitation Harrison 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 les six centrales en exploitation Harrison 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. Les six centrales en exploitation Harrison partagent également une convention d'interconnexion commune avec BC Hydro. Par conséquent, le fait pour l'une des six centrales en exploitation Harrison de manquer à ses engagements aux termes de la convention d'interconnexion pourrait entraîner la déconnection des six centrales en exploitation du réseau de transport de BC Hydro par 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.

6. 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 0,58 $ par action ordinaire, payable trimestriellement et le taux de dividende applicable aux actions série A. Voir « Description de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

Le tableau suivant fait état des dividendes versés par la société à ses actionnaires au cours de son exercice 2010 après l'arrangement et son exercice 2011.

Date de déclaration	Montant versé par action de la société et par catégorie d'actions	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
10 mai 2010	0,14818 $ par action ordinaire	15 juillet 2010	8 821 542 $
12 août 2010	0,145 $par action ordinaire	15 octobre 2010	8 632 228 $
8 novembre 2010	0,145 $ par action ordinaire	17 janvier 2011	8 632 228 $
8 novembre 2010	0,42123 $ par action série A	17 janvier 2011	1 432 182 $
23 mars 2011	0,1450 $ par action ordinaire	15 avril 2011	8 632 228 $
23 mars 2011	0,3125 $ par action série A	15 avril 2011	1 062 500 $
7 juin 2011	0,1450 $par action ordinaire	15 juillet 2011	11 785 957 $
7 juin 2011	0,3125 $ par action série A	15 juillet 2011	1 062 500 $
10 août 2011	0,1450 $ par action ordinaire	17 octobre 2011	11 785 957 $
10 août 2011	0,3125 $ par action série A	17 octobre 2011	1 062 500 $
9 novembre 2011	0,1450 $ par action ordinaire	16 janvier 2012	11 785 957 $
9 novembre 2011	0,3125 $ par action série A	16 janvier 2012	1 062 500 $

Le tableau suivant fait état des distributions que le Fonds (qui, en date du 29 mars 2010, a fait l'acquisition de la société par voie d'une prise de contrôle inversée aux termes de l'arrangement) a versées à ses porteurs de parts au cours des exercices 2009 et 2010.

Date de déclaration	Montant versé par part du Fonds	Date de distribution	Montant total distribué
Janvier 2009	0,08330 $	25 février 2009	2 449 376 $
Février 2009	0,08330 $	25 mars 2009	2 449 376 $
Mars 2009	0,08334 $	25 avril 2009	2 450 552 $
Avril 2009	0,08334 $	25 mai 2009	2 450 552 $
Mai 2009	0,08334 $	22 juin 2009	2 450 552 $
Juin 2009	0,08334 $	24 juillet 2009	2 450 552 $
Juillet 2009	0,08334 $	25 août 2009	2 450 552 $
Août 2009	0,08334 $	24 juillet 2009	2 450 552 $
Septembre 2009	0,08334 $	23 octobre 2009	2 450 552 $
Octobre 2009	0,08334 $	25 novembre 2009	2 450 552 $
Novembre 2009	0,08334 $	18 décembre 2009	2 450 552 $
Décembre 2009	0,08334 $	25 janvier 2010	2 450 552 $
Janvier 2010	0,08334 $	25 février 2010	2 450 552 $
Février 2010	0,08334 $	25 mars 2010	2 450 552 $
Mars 2010	0,07946 $	29 mars 2010	2 336 646 $

7. DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

7.1 DESCRIPTION SOMMAIRE 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 21 mars 2012, 81 282 460 actions ordinaires étaient émises et en circulation et 3 400 000 actions série A et 80,5 millions de débentures étaient émis et en circulation.

ACTIONS ORDINAIRES

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 d'une série d'actions privilégiées ne sont pas, à ce titre, autorisés à recevoir un avis de convocation à une assemblée des actionnaires de la société, à y assister ou à y exercer un droit de vote (i) sauf lorsque les porteurs d'une catégorie ou d'une série donnée d'actions sont autorisés à voter séparément en tant que catégorie ou série, tel que le prévoit la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*) ou (ii) comme il est prévu dans les droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant à toute série d'actions privilégiées.

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.

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 des dividendes déclarés et impayés sur celles-ci. Un 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 toute quantité d'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 un placement d'actions 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 assujetti 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 15e 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 15e 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 25,00 $. 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 30e 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 15e 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 25,00 $ 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 25,00 $ 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).

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 ou d'actions série B 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 ou sur les actions série B. Dans l'éventualité d'un tel non-paiement et tant que de tels dividendes demeurent arriérés, les porteurs d'actions série A ou d'actions série B, 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 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 ou action série B 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.

DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %

Le 8 mars 2010, la société a clôturé le placement de débentures d'un capital global de 70 millions de dollars. La société a accordé aux preneurs fermes du placement de débentures une option qu'ils pouvaient lever dans les 30 jours suivant la clôture du placement de débentures pour souscrire des débentures supplémentaires jusqu'à

concurrence de 15 % du capital des débentures souscrites, aux fins de couvrir les attributions excédentaires, s'il en est. Le 16 mars 2010, les preneurs fermes du placement de débentures ont levé l'option de surallocation pour souscrire 10,5 millions de dollars de capital de débentures supplémentaires, portant à 80,5 millions de dollars le produit brut total du placement. Les débentures 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 débentures** »). Le texte qui suit décrit les modalités de l'acte de fiducie relatif aux débentures, 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 débentures est assujetti aux dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débentures accessibles sur SEDAR au www.sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celui-ci.

La date d'échéance des débentures est le 30 avril 2017. Les débentures 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 débentures, soit un prix de conversion de 10,65 $ par action ordinaire.

Les débentures ne peuvent pas être rachetées par la société le ou avant le 30 avril 2013 (sauf dans certaines circonstances limitées en cas de changement de contrôle, au sens attribué à cette expression dans l'acte de fiducie relatifs aux débentures. Entre le 30 avril 2013 et le 30 avril 2015, les débentures 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 débentures 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 débentures), la société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débentures 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 débentures par 95 % du cours en vigueur. L'intérêt couru et impayé sera versé au comptant.

7.2 NOTATION

Les cotes 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 cotes de la société et de ses actions série A reçues de Standard & Poor's (« **S&P** ») et DBRS Limited (« **DBRS** »).

Agence de notation	S&P	DBRS
Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-	BBB (bas)
Actions série A	P-3	Pfd-3 (bas)

La société est notée, par S&P, BBB- avec une note perspective stable. Une notation du crédit d'un émetteur par S&P constitue une opinion prospective quant à la capacité financière 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 notations 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 notations 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 cote 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 NM (non significatives). Une perspective de notation stable signifie que la cote n'est pas susceptible de changer.

La société est notée BBB (bas) par DBRS. 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 dans lesquelles une obligation a été émise. Les notations à long terme attribuées par DBRS vont de la plus haute, soit AAA, à la plus faible, soit D. L'affectation d'une désignation « haute » 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 DBRS, la notation BBB indique une qualité du crédit adéquate. La capacité de rembourser ses obligations financières est considérée comme acceptable et peut être vulnérable à des événements futurs.

S&P a attribué aux actions série A la note de P-3 selon son échelle de notation canadienne. La note P-3 est la dixième note sur une échelle de 20 utilisée par S&P selon son échelle de notation canadienne des actions privilégiées. Selon S&P, cette note 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.

DBRS a attribué aux actions série A une note de Pfd-3 (bas). La note Pfd-3 (bas) est la neuvième note sur une échelle de 16 utilisée par DBRS pour les actions privilégiées. Selon DBRS, les actions privilégiées notées Pfd-3 (bas) ont une qualité de crédit adéquate. Toutefois, même si la protection des dividendes et du capital de ces actions privilégiées est jugée acceptable, l'entité émettrice d'actions privilégiées notées Pfd-3 (bas) est considérée comme étant plus vulnérable aux changements défavorables de la conjoncture financière et économique, et elle pourrait être exposée à d'autres conditions défavorables qui amoindrissent la protection de l'obligation.

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.

8. 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 et le volume moyen quotidien des opérations, en dollars canadiens, des actions ordinaires à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2012.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2011	10,38	9,55	47 818
Février 2011	10,03	9,39	90 636
Mars 2011	9,62	9,30	137 617
Avril 2011	9,95	9,30	101 166
Mai 2011	10,19	9,68	63 182
Juin 2011	10,20	9,50	74 013
Juillet 2011	10,35	9,75	57 907
Août 2011	9,86	8,65	206 551
Septembre 2011	9,75	8,93	54 470
Octobre 2011	9,65	8,95	78 975
Novembre 2011	10,20	9,35	56 274
Décembre 2011	10,67	9,54	121 267
Janvier 2012	10,93	10,06	75 606
Février 2012	10,47	9,96	77 126
Du 1er au 20 mars 2012	10,42	10,03	62 777

DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %

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

Le tableau suivant indique la variation du cours ainsi que le volume quotidien moyen des opérations, en dollars canadiens, des débentures à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2012.

	Cours le plus élevé	**Cours le plus bas**	**Volume quotidien moyen**
Janvier 2011	105,50	102,00	368
Février 2011	104,50	103,00	513
Mars 2011	105,25	103,25	251
Avril 2011	104,75	103,75	276
Mai 2011	105,75	103,75	292
Juin 2011	105,00	100,51	955
Juillet 2011	105,95	103,30	170
Août 2011	104,30	98,00	432
Septembre 2011	104,45	100,01	299
Octobre 2011	101,50	97,00	424
Novembre 2011	103,00	100,50	283
Décembre 2011	103,80	101,25	255
Janvier 2012	106,70	104,00	703
Février 2012	109,23	104,50	330
1er mars au 20 mars 2012	107,60	105,06	552

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, ainsi que le volume quotidien moyen des opérations des actions série A à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2012.

	Cours le plus élevé	**Cours le plus bas**	**Volume quotidien moyen**
Janvier 2011	25,31	24,96	3 075
Février 2011	25,25	24,82	5 633
Mars 2011	25,15	24,37	3 444
Avril 2011	25,06	24,30	4 205
Mai 2011	25,26	24,90	3 491
Juin 2011	25,20	24,55	3 449
Juillet 2011	25,26	24,65	1 843
Août 2011	25,19	24,09	2 534
Septembre 2011	25,00	23,75	2 422
Octobre 2011	24,30	23,25	1 920
Novembre 2011	25,00	24,05	1 196
Décembre 2011	24,70	23,00	4 257
Janvier 2012	25,00	23,01	3 463
Février 2012	25,50	24,70	2 306
1er mars au 20 mars 2012	25,01	24,20	1 141

REÇUS DE SOUSCRIPTION

Les opérations sur les reçus de souscription n'ont commencé que le 4 mars 2011. Les reçus de souscription ont été inscrits à la cote de la TSX sous le symbole « INE.R. » et ils ont été convertis en actions ordinaires le 4 avril 2011.

Le tableau suivant indique la variation des cours, en dollars canadiens, ainsi que le volume quotidien moyen des opérations sur les reçus de souscription à la TSX du 4 mars au 4 avril 2011.

	Cours le plus élevé	**Cours le plus bas**	**Volume quotidien moyen**
Du 4 au 31 mars 2011	9,65	9,25	81 517
Du 1er avril au 4 avril 2011	9,72	9,65	55 200

9. 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, Candiac (Québec) Canada	2002	Président et chef de la direction de la société	606 808	0,746 %
WILLIAM A. LAMBERT[(2)(3)] Toronto (Ontario) Canada	2007	Administrateur de sociétés	153 300	0,189 %
SUSAN M. SMITH[(2)(3)] Toronto (Ontario) Canada	2007	Administratrice de sociétés	2 000	0,002 %
JOHN A. HANNA[(4)(7)(8)] Toronto (Ontario) Canada	2003	Administrateur de sociétés	53 800	0,066 %
JEAN LA COUTURE[(6)(7)] Montréal (Québec) Canada	2003	Président, Huis Clos Ltée	15 140	0,019 %
LISE LACHAPELLE[(2)(7)] Montréal (Québec) Canada	2003	Administratrice de sociétés	10 220	0,013 %
RICHARD LAFLAMME[(2)(3)(5)(7)] Ancienne-Lorette (Québec) Canada	2003	Directeur général, Fonds de retraite de l'Université du Québec	10 080	0,012 %
DANIEL L. LAFRANCE[(4)(5)(7)] Montréal (Québec) Canada	2003	Premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des finances et secrétaire de Lantic Inc.	22 100	0,027 %

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 spécial de tous les autres comités.
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 de l'arrangement. Avant l'arrangement, ils ont tous été des fiduciaires du Fonds (que la société a acquis par voie d'une prise de contrôle inversée) depuis son premier appel public à l'épargne en 2003.
8) John A. Hanna détient également 4 000 actions série A, représentant 0,117 % des actions série A émises et en circulation.
9) Jean La Couture détient également indirectement des débentures 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.

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 Candiac (Québec) Canada	2003	Président et chef de la direction
JEAN PERRON, CA, CMA 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

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.

Les administrateurs et membres de la haute direction de la société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 607 578 actions ordinaires, soit 1,98 % du total des actions ordinaires émises et en circulation de la société, ou exercent un contrôle ou une emprise sur ces actions.

FAILLITE, INSOLVABILITÉ ET INTERDICTION D'OPÉRATIONS

À titre d'administrateur de Quebecor Inc., l'actionnaire majoritaire de Quebecor World Inc., on a demandé à Jean La Couture de se joindre au conseil d'administration de Québécor World Inc. le 10 décembre 2007. Le 21 janvier 2008, Québécor 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 *Bankcruptcy Code* des États-Unis. Le 16 décembre 2008, Jean La Couture a démissionné de son poste d'administrateur de Québécor World Inc. En juillet 2009, Québécor 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 *Bankcruptcy 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 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 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 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 syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

10. 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.

11. POURSUITES

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011, aucun des biens de la société n'a fait l'objet de quelque instance. Pour autant que sache la société, aucune instance visant ses biens n'est imminente.

12. DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Sauf tel qu'il est indiqué ci-après, 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.

Dans le cadre de l'arrangement, Gilles Lefrançois et Michel Letellier, à titre de membres du conseil et d'actionnaires de la société, d'une part, et de fiduciaires de la Fiducie et de porteurs de parts du Fonds, d'autre part, immédiatement avant la clôture de l'arrangement, ont divulgué leurs intérêts et se sont abstenus de voter à l'égard de cette opération.

13. 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 et les actions série B, et Société de fiducie Computershare du Canada pour les débentures à leurs bureaux à Toronto et Montréal.

14. CONTRATS IMPORTANTS

Avant la dernière période intermédiaire, la société a conclu des contrats importants qui sont toujours en vigueur. On peut obtenir un exemplaire de ces contrats sur le site Internet de SEDAR au www.sedar.com.

Au cours de l'exercice 2011, la société a conclu les contrats importants suivants qui peuvent tous être consultés sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

– la convention de Cloudworks, dont les détails figurent à la rubrique « Développement générale de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2011 »;

– la convention de prise ferme relativement aux reçus de souscription, dont les détails figurent à la rubrique « Développement générale de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2011 »; et

– la quatrième convention de crédit modifiée et reformulée, dont les détails figurent à la rubrique « Développement générale de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2011 ».

15. INTÉRÊT DES EXPERTS

Samson Bélair / Deloitte Touche s.e.n.c.r.l. est l'auditeur de la société.

PricewaterhouseCoopers s.r.l., s.e.n.c.r.l. a audité les états financiers consolidés de Cloudworks Energy Inc. au 31 décembre 2010 afférents à la déclaration d'acquisition d'entreprise déposée sur SEDAR le 20 juin 2011 relativement à l'acquisition de Cloudworks. La déclaration peut être consultée à l'adresse www.sedar.com.

16. 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 et Daniel L. Lafrance 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 Électrique Inc. John A. Hanna a obtenu un baccalauréat en commerce (comptabilité) de l'Université Loyola (aujourd'hui Université Concordia) et est Fellow de l'Association des comptables généraux accrédités du Canada (1990). Il siège actuellement au conseil d'administration d'Uni-Select Inc., un émetteur assujetti et depuis avril 2009, il est membre du comité indépendant de Transport Canada et d'Infrastructure Canada.

Daniel L. Lafrance – Daniel L. Lafrance est premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des Finances et secrétaire de Lantic Inc., propriété exclusive de Rogers Sugar Inc. Il détient un baccalauréat en comptabilité (1977) de l'Université d'Ottawa. Daniel L. Lafrance est également membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés depuis 1980. Il siège actuellement au conseil d'administration de l'Institut canadien du sucre.

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 agréés du Québec et est comptable agréé 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 créé Huis Clos ltée, qui se spécialise dans la gestion et la médiation ainsi que dans les négociations civiles et commerciales. Jean La Couture agit actuellement à titre d'administrateur de Quebecor Inc., un émetteur assujetti, ainsi que de La Compagnie d'assurance Jevco, un membre du groupe principal de The Westaim Corporation qui est un émetteur assujetti.

Conformément à l'arrangement, les vérificateurs de la société avant l'arrangement, Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l., sont demeurés vérificateurs de la société de l'entité issue du regroupement après l'arrangement. 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 Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. et les membres de son groupe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, est présenté dans le tableau suivant.

HONORAIRES	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2011	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010
Honoraires de vérification	523 000 $	341 000 $
Honoraires pour services liés à la vérification	31 000 $	32 000 $
Honoraires pour services fiscaux	Nil	Nil
Tous les autres honoraires	Nil	Nil
TOTAL DES HONORAIRES[1] :	554 000 $	373 000 $

1) Le total des honoraires payés à Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l., sans tenir compte de la participation proportionnelle de la société dans ses coentreprises, s'est établi à 602 000 $ 2011 et à 389 000 $ en 2010.

Le total des honoraires versés, y compris la quote-part du Fonds des honoraires versés par ses coentreprises, pour des services professionnels rendus par KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. et les membres de son groupe, les vérificateurs du Fonds, pour la période s'échelonnant du 1er janvier 2010 au 31 mars 2010, est présenté dans le tableau suivant.

HONORAIRES	DU 1ER JANVIER AU 31 MARS 2010
Honoraires de vérification	79 000 $
Honoraires pour services liés à la vérification	12 000 $
Honoraires pour services fiscaux	5 000 $
Tous les autres honoraires1)	166 000 $
TOTAL DES HONORAIRES :	262 000 $

1) Le montant de 166 000 $ faisant partie des « autres honoraires » comprend environ 163 000 $ d'honoraires liés à l'arrangement.

Dans les tableaux qui précèdent, les expressions utilisées dans la colonne « **Honoraires** » ont le sens suivant : les « **honoraires de vérification** » désignent tous les honoraires relatifs à des services professionnels fournis pour la vérification des états financiers. Ils comprennent également les services fournis par les vérificateurs 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 vérificateurs de la société ou du Fonds, selon le cas, 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 la vérification** » 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 de vérification » 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 vérificateurs externes de la société, à l'exception des « honoraires de vérification », des « honoraires pour services liés à la vérification » et des « honoraires pour services fiscaux ».

17. RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements financiers supplémentaires sur les états financiers vérifiés de la société et le rapport de gestion pour le dernier exercice terminé 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 télécopieur au numéro 450-928-2544.

18. GLOSSAIRE

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

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

« **actions ordinaires** » Les actions ordinaires au sens de la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire trois ans ».

« **actions privilégiées** » A la signification qui lui est attribuée à 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 ».

« **agent d'entiercement** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Marché pour la négociation des titres – Reçus de souscription ».

« **arrangement** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2010 ».

« **Ashlu Creek LP** » Ashlu Creek Investments Limited Partnership.

« **bail emphytéotique Portneuf** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société - Centrales hydroélectriques en exploitation – E. Centrales Portneuf (Québec – participation exclusive) – Droits d'utilisation des sites et de l'eau ».

« **bail emphytéotique Saint-Paulin** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – A. Centrale Saint-Paulin (Québec – participation exclusive) – Droits d'utilisation des sites et de l'eau ».

« **bail superficiaire** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – A. Centrale Saint-Paulin (Québec – participation exclusive) – Droits d'utilisation des sites et de l'eau ».

« **Baluchon** » Le concept Éco-Plein-Air Le Baluchon Inc.

« **BAPE** » Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

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

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

« **Begetekong** » Begetekong Power Corporation, le commandité d'Umbata Falls Limited Partnership.

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

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

« **CAÉ AAV** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – C. Parc éolien L'Anse-à-Valleau (Québec – participation de 38 %) – Contrat d'achat d'électricité ».

« **CAÉ Batawa** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – H. Centrale Batawa (Ontario – participation exclusive) – Contrat d'achat d'électricité ».

« **CAÉ BDS** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation –B. Parc éolien Baie-des-Sables (Québec – participation de 38 %) – Contrat d'achat d'électricité ».

« **CAÉ Chaudière** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Installations en exploitation – C. Centrale Chaudière (Québec – participation exclusive) – Contrat d'achat d'électricité ».

« **CAÉ Horseshoe Bend** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – M. Centrale Horseshoe Bend (Idaho (États-Unis) – participation exclusive) – Contrat d'achat d'électricité ».

« **CAÉ Montmagny** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – D. Centrale Montmagny (Québec – participation exclusive) – Contrat d'achat d'électricité ».

« **CAÉ Portneuf** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – E. Centrales Portneuf (Québec – participation exclusive) – Contrat d'achat d'électricité ».

« **CAÉ Rutherford Creek** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – I. Centrale Rutherford Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive) – Droits d'utilisation des sites ».

« **CAÉ Saint-Paulin** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – A. Centrale Saint-Paulin (Québec – participation exclusive) – Contrat d'achat d'électricité ».

« **CAÉ Stardale** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets en développement – Projet solaire en développement – A. Projet Stardale (Ontario – propriété exclusive) »

« **CAÉ Windsor** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – B. Centrale Windsor (Québec – participation exclusive) – Contrat d'achat d'électricité ».

« **cas de résiliation** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Marché pour la négociation des titres – Reçus de souscription ».

« **CC&L GP** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ».

« **CC&L** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **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 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 du lac Harrison dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur le ruisseau Douglas.

« **centrale Fire Creek** » La centrale hydroélectrique de 23 MW située près du lac Harrison dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur le ruisseau Fire.

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

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

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

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

« **centrale Montmagny** » La centrale hydroélectrique de 2,1 MW située sur la rivière sud à Montmagny, au Québec.

« **centrale PN 1** » La centrale hydroélectrique de 8,0 MW située 4 kilomètres en amont du confluent du fleuve Saint-Laurent et de la rivière Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf, au Québec.

« **centrale PN 2** » La centrale hydroélectrique de 9,9 MW située 10,5 kilomètres en amont du confluent du fleuve Saint-Laurent et de la rivière Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf, au Québec.

« **centrale PN 3** » La centrale hydroélectrique de 8,0 MW située 30 kilomètres en amont du confluent du fleuve Saint-Laurent et de la rivière Portneuf à Longue-Rive, au Québec.

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

« **centrale Saint-Paulin** » La centrale hydroélectrique de 8,0 MW située sur la Rivière-du-Loup près de Shawinigan, au Québec.

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

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

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

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

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

« **centrales en exploitation 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** » Collectivement la centrale PN 1, la centrale PN 2 et la centrale PN 3.

« **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 – L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ».

« **CHLP** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ».

« **circulaire d'information conjointe** » La circulaire d'information conjointe de la société et du Fonds datée du 17 février 2010 déposée dans le cadre de l'arrangement.

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

« **contrat de location Baluchon** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Droits d'utilisation des sites et de l'eau ».

« **contrat de location Chaudière** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Installations en exploitation – C. Centrale Chaudière (Québec – participation exclusive) – Droits d'utilisation des sites et de l'eau ».

« **contrat de location Innergex** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – A. Centrale Saint-Paulin (Québec – participation exclusive) – Droits d'utilisation des sites et de l'eau ».

« **contrat de location Montmagny** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – D. Centrale Montmagny (Québec – participation exclusive) – Droits d'utilisation des sites et de l'eau ».

« **contrat TRG** » A la signification qui lui est attribuée 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 ».

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

« **convention de prise ferme relative aux débentures** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2010 ».

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

« **convention de prise ferme série A** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2010 ».

« **convention relative à l'arrangement** » La convention relative à l'arrangement au sens de la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2010 ».

« **cours du marché en vigueur** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 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 privilégiées ».

« **date de la résiliation** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Marché pour la négociation des titres – Reçus de souscription ».

« **DBRS** » DBRS Limited.

« **DCPLP** » Douglas Creek Project Limited Partnership.

« **débentures** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2010 ».

« **demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires du Québec** » A la signification qui lui est attribuée 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* – Québec ».

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

« **directive concernant l'approvisionnement diversifié** » La directive concernant l'approvisionnement diversifié émise par le ministre de l'Énergie (Ontario) le 13 juin 2006 décrivant les diverses cibles de production, y compris les NOER.

« **divers autres projets Creek Power** » Douze des projets Creek Power situés dans la région des basses-terres continentales de la Colombie-Britannique qui n'ont pas été soumis en réponse au POS de BC Hydro ou à la demande de propositions pour le *Clean Power Call*.

« **DMSC** » Date de mise en service commerciale à l'égard d'un projet conformément à son CAÉ.

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

« **EE** » Une évaluation environnementale.

« **émission d'obligations** » L'émission d'obligations de premier et de second rang du 6 juillet 2007 de 518,4 millions de dollars effectuée par Harrison Hydro Finance Inc., une entité appartenant à Harrison Environmental Trust dans le cadre du financement du développement, de la construction, de la mise en service, de l'exploitation et de la maintenance des centrales en exploitation de Harrison.

« **EPC** » Engineering, Procurement et Construction.

« **FCPLP** » Fire Creek Project Limited Partnership.

« **Fengate** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ».

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

« **Fiducie** » Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation.

« **Fitzsimmons LP** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – K. Centrale Fitzsimmons Creek (Colombie-Britannique – participation de 66 ⅔ %) ».

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

« **GE** » General Electric Company.

« **GEA** » La loi intitulée *Green Energy Act*.

« **Glen Miller LP** » Glen Miller Power, Limited Partnership.

« **GWh** » Un millier de mégawatts par heure.

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

« **HHPI** » Harrison Hydro Project Inc.

« **Honoraires de vérification** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT ».

« **Honoraires pour services liés à la vérification** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT ».

« **IFRS** » Normes internationales d'information financière.

« **IHI** » IHI Hydro Inc.

« **initiative écoÉNERGIE** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché - Énergie renouvelable au Canada - Appui du gouvernement fédéral pour l'énergie renouvelable au Canada ».

« **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.

« **IPCo** » Idaho Power Corporation.

« **km** » Kilomètre.

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

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

« **LCPLP** » Lamont Creek Project Limited Partnership.

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

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

« **MAINC** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ».

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

« **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 – Actions privilégiées – Actions série A et actions série B ».

« **MRNF** » Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec.

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

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

« **Nations** » La bande indienne Mont Currie et la bande indienne Squamish.

« **NOER** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché – Énergie renouvelable au Canada - Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable provinciales et demandes de propositions ».

« **normes en matière d'offre d'énergie renouvelable** » ou « **NOER** » 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.

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

« **parcs et projet éoliens Cartier** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société — Installations en exploitation— Parcs éoliens en exploitation — A. Parcs éoliens Cartier (Québec – participation de 38 %) ».

« **période à taux fixe initiale** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description 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 – Actions privilégiées ».

« **permis** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – H. Centrale Batawa (Ontario – participation exclusive) – Droits d'utilisation des sites et de l'eau ».

« **PILT** » A la signification qui lui est attribuée 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 ».

« **PIRÉ** » Le plan intégré pour le réseau d'électricité.

« **placement de débentures** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2010 ».

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

« **placement série A** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2010 ».

« **POSÉR** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché – Énergie renouvelable au Canada – Cadre réglementaire et marchés pour l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la société – Ontario ».

« **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 sur le marché – *Cadre réglementaire et marchés pour l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la sociétéé* – Ontario ».

« projet Boulder Creek » Le projet hydroélectrique de 23 MW situé à 56 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **projet Gros Morne, Phase I** » Le projet éolien de 100,5 MW situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec.

« **projet Gros Morne, Phase II** » Le projet éolien de 111 MW situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec.

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

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

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

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

« **projet Tretheway Creek** » Le projet d'énergie hydroélectrique de 21,2 MW situé à 50 kilomètres environ de Harrison Hot Springs en Colombie-Britannique.

« **projet Upper Lillooet River** » Le projet hydroélectrique de 74 MW situé à 70 kilomètres environ au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **projet Viger-Denonville** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Exercice 2011 ».

« **projets de parcs 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 – D. Autres projets de parcs 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 – B. Divers autres projets éoliens potentiels du Québec (Québec – participation de 50 à 100 %) ».

« **Site ou Projets Gros Morne** » Collectivement parc éolien Gros Morne Phase I et projet Gros Morne Phase II.

« **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 ».

« **projet Stardale** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2011 ».

« **propriétaires Cartier** » Collectivement, la société et TransCanada Energy Ltd.

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

« **PV** » Photovoltaïque.

« **Quatrième convention de crédit amendée et reformulée** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire trois ans – Exercice 2011 ».

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

« **règlements relatifs aux 500 MW** » 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* – Québec ».

« **SCPLP** » Stokke Creek Project Limited Partnership.

« **SFEO** » Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario.

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

« **Sonoco** » Sonoco Canada Corporation.

« **sous-station de Kwalsa** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ».

« **S&P** » Standard & Poor's.

« **Takem Corp** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ».

« **TCPLP** » Tipella Creek Project Limited Partnership.

« **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 – L. Centrales en exploitation Harrison (Colombie-Britannique – participation de 50,01 %) ».

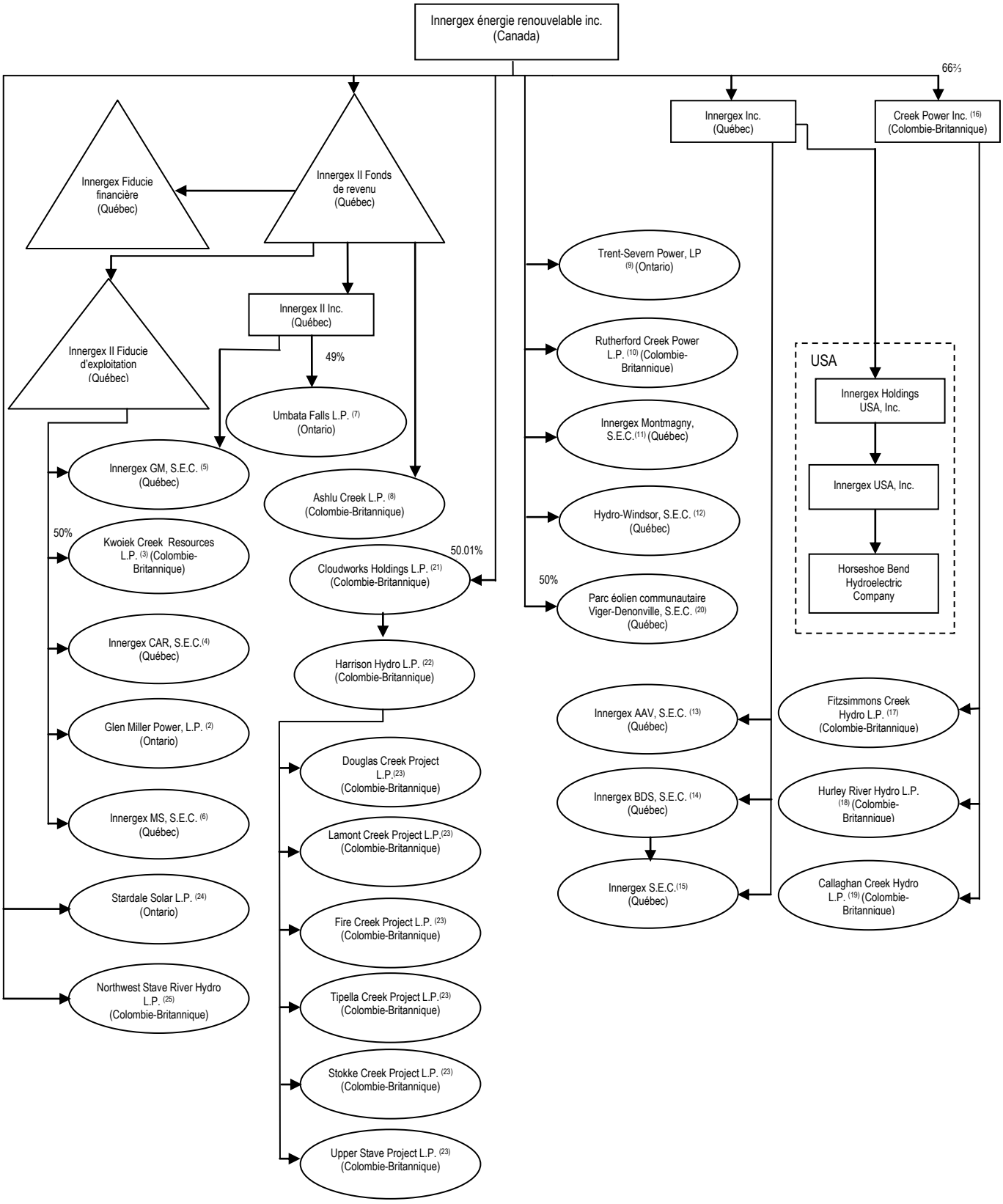
« **USPLP** » Upper Stave Project Limited Partnership.

« ***Water Act*** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – I. Centrale Rutherford Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive) ».

ANNEXE A

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

L'organigramme suivant illustre la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes[1)], ainsi que certaines autres participations importantes détenues par la société.



1) À moins d'indication contraire, la société détient une participation directe ou indirecte de 100 % dans l'entité.

2) Glen Miller Power, LP est propriétaire exclusif de la centrale Glen Miller et son commandité est Glen Miller Power inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

3) Kwoiek Creek Resources L.P. est propriétaire exclusif du projet Kwoiek Creek et son commandité est Kwoiek Creek Resources GP Inc., propriété d'Innergex II inc. quant à 50 %.

4) 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.

5) Innergex GM, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans les projets Gros Morne et son commandité est Innergex GM inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

6) Innergex MS, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le projet Montagne Sèche et son commandité est Innergex MS inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

7) 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.

8) Ashlu Creek Investments L.P. est propriétaire de la totalité de la centrale Ashlu Creek et son commandité est 675729 British Columbia Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

9) Trent-Severn Power, L.P. est propriétaire exclusif de la centrale Batawa et son commandité est Trent-Severn Power Corporation, filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

10) Rutherford Creek Power L.P. est propriétaire exclusif de la centrale Rutherford Creek et son commandité est Rutherford Creek Power Ltd., propriété d'Innergex inc. quant à 0,02% et 99,98% à la société.

11) 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.

12) 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.

13) 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.

14) Innergex BDS, S.E.C. 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.

15) 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., filiale en propriété exclusive d'Innergex énergie renouvelable inc.

16) La société détient 66 ⅔ % de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Creek Power inc. et 16 678 008 actions privilégiées de série 1 de Creek Power inc. Creek Power inc. détient les droits relatifs à trois projets en développement (Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek) et à 14 projets hydroélectriques potentiels en Colombie-Britannique.

17) 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.

18) Hurley River Hydro L.P. est propriétaire exclusif du projet Hurley River et son commandité est Hurley River Developments Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

19) Callaghan Creek Hydro L.P. est propriétaire exclusif du projet Callaghan Creek et son commandité est Callaghan Creek Developments Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

20) Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C. possède la totalité du projet Viger-Denonville et son commandité est Parc éolien communautaire Viger-Denonville inc., qui appartient à 50 % à Innergex Inc.

21) Cloudworks Holdings Limited Partnership détient la totalité des unités du capital de Harrison Hydro Limited Partnership et son commandité est Cloudworks Holdings inc. qui appartient à 50 % à la société.

22) Harrison Hydro Limited Partnership détient la totalité des unités du capital de chacune des 6 centrales en exploitation de Harrison et son commandité est Harrison Hydro inc., qui appartient à 100 % à Cloudworks Holdings Limited Partnership.

23) 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 Limited Partnership et la centrale Upper Stave Limited Partnership détiennent 100% de leur projet respectif et leur commandité est Harrison Hydro Project inc., qui appartient à 100 % à Harrison Hydro Limited Partnership.

24) Stardale Solar LP possède la totalité du projet Stardale et son commandité est Solaris Energy Partners inc., qui appartient à 100 % à la société.

25) Northwest Stave River Hydro Limited Partnership possède la totalité du projet Northwest Stave River et son commandité est Northwest Stave River Hydro Inc., qui appartient à 100 % à la société.

ANNEXE B

CHARTE 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 le vérificateur 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 le vérificateur 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 le vérificateur externe

- recommander au Conseil la nomination et la rémunération du vérificateur externe;

- examiner la portée et les plans de la vérification et des examens du vérificateur externe. Le Comité peut autoriser le vérificateur externe à effectuer des examens ou des vérifications supplémentaires selon ce qu'il peut juger souhaitable;

- surveiller le travail du vérificateur externe, y compris la résolution de tout désaccord entre le vérificateur externe et la direction;

- approuver au préalable tous les services non liés à la vérification (ou déléguer l'approbation au préalable dans la mesure permise par la loi) que le vérificateur externe doit rendre à la Société ou à ses filiales;

- chaque année, examiner et discuter avec le vérificateur externe toutes les relations importantes que celui-ci entretient avec la Société, afin d'évaluer son indépendance;

- examiner le rendement du vérificateur externe et toute décharge de responsabilité proposée du vérificateur externe lorsque les circonstances le justifient;

- consulter périodiquement le vérificateur 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 le vérificateur externe puisse être disponible pour le Comité et le Conseil, au besoin; et

- étudier le jugement du vérificateur 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 le vérificateur 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 le vérificateur externe;

- envisager périodiquement la nécessité d'une vérification interne, si celle-ci n'est pas déjà prévue;

- après la vérification annuelle et, s'il y a lieu, les révisions trimestrielles, examiner séparément avec la direction et le vérificateur externe toute modification importante apportée aux procédures prévues, les difficultés éprouvées au cours de la vérification, 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 le vérificateur externe pendant la vérification et, s'il y a lieu, les réviser; et

- examiner avec le vérificateur 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 de vérification;

- examiner et approuver les politiques d'engagement de la Société à l'égard des associés ou les salariés, des vérificateurs internes 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 vérifications, 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, aux vérificateurs externes, 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 le vérificateur externe (et, s'il y a lieu, le vérificateur 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.