



INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008

Le 25 mars 2009

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. STRUCTURE DE L'ENTREPRISE</b> .....	<b>1</b>
<b>2. DÉVELOPPEMENT DES ACTIVITÉS</b> .....	<b>2</b>
DÉVELOPPEMENT DES ACTIVITÉS .....	2
HISTORIQUE DE L'ENTREPRISE POUR LES TROIS DERNIERS EXERCICES .....	2
<b>3. SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ</b> .....	<b>5</b>
INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE .....	5
ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA .....	5
CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉS POUR L'ÉNERGIE RENOUVELABLE DANS LES PRINCIPAUX MARCHÉS DE LA SOCIÉTÉ .....	7
PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE .....	9
AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE .....	10
PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE .....	10
AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE .....	11
FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE .....	12
<b>4. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET ACTIFS DE LA SOCIÉTÉ</b> .....	<b>12</b>
VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE .....	12
PORTEFEUILLE D'ACTIFS .....	13
INSTALLATIONS EN OPÉRATION .....	16
PROJETS EN DÉVELOPPEMENT .....	19
PROJETS POTENTIELS .....	27
RELATION AVEC LE FONDS .....	39
ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL .....	41
CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE .....	41
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT .....	41
PERSONNEL .....	42
<b>5. FACTEURS DE RISQUE</b> .....	<b>42</b>
MISE EN OEUVRE DE LA STRATÉGIE .....	42
RESSOURCES EN CAPITAL .....	42
INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS .....	43
CRISE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE ACTUELLE .....	43
RÉGIME HYDROLOGIQUE ET ÉOLIEN .....	43
INVESTISSEMENT DANS LE FONDS .....	43
CONSTRUCTION ET CONCEPTION .....	44
DÉVELOPPEMENT DE NOUVELLES INSTALLATIONS .....	44
RENDEMENT DES PROJETS .....	44
DÉFAILLANCE DE L'ÉQUIPEMENT .....	44
TAUX D'INTÉRÊT ET RISQUE LIÉ AU REFINANCEMENT .....	44
EFFET DE LEVIER FINANCIER ET CLAUSES RESTRICTIVES .....	45
CONVENTION DE SÉPARATION .....	45
RELATION AVEC HYDRO-QUÉBEC .....	45
HAUTE DIRECTION ET EMPLOYÉS CLÉS .....	46
DÉFAUT D'EXÉCUTION DES PRINCIPALES CONTREPARTIES .....	46
RELATIONS AVEC LES PARTENAIRES .....	46

APPROVISIONNEMENT EN TURBINES .....	46
PERMIS .....	47
RÉGLEMENTATION ET POLITIQUE .....	47
OBTENTION DE NOUVEAUX CAÉ .....	47
CAPACITÉ À OBTENIR LES TERRAINS APPROPRIÉS .....	48
DÉPENDANCE ENVERS LES CAÉ .....	48
DÉPENDANCE ENVERS LES SYSTÈMES DE TRANSMISSION .....	48
REDEVANCES D'UTILISATION D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE .....	48
ÉVALUATION DES RESSOURCES ÉOLIENNES ET DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE CONNEXE .....	48
BARRAGES SÉCURITAIRES .....	49
SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT .....	49
CATASTROPHES NATURELLES; FORCE MAJEURE .....	49
TAUX DE CHANGE .....	50
LIMITES DE L'ASSURANCE .....	50
LITIGES .....	50
RESPONSABILITÉS NON DIVULGUÉES RELATIVEMENT À L'ACQUISITION D'INNERGEX II .....	50
RESPONSABILITÉS NON DIVULGUÉES RELATIVEMENT À LA DISPOSITION PRÉALABLE DES CENTRALES .....	50
CONFLITS D'INTÉRÊTS ÉVENTUELS .....	51
<b>6. DIVIDENDES .....</b>	<b>51</b>
<b>7. STRUCTURE DU CAPITAL .....</b>	<b>51</b>
ACTIONS ORDINAIRES .....	51
ACTIONS PRIVILÉGIÉES .....	51
<b>8. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS ORDINAIRES .....</b>	<b>52</b>
<b>9. ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....</b>	<b>53</b>
ADMINISTRATEURS .....	53
MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	54
<b>10. CONFLITS D'INTÉRÊTS .....</b>	<b>55</b>
<b>11. POURSUITES .....</b>	<b>55</b>
<b>12. DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES .....</b>	<b>55</b>
<b>13. AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....</b>	<b>55</b>
<b>14. CONTRATS IMPORTANTS .....</b>	<b>55</b>
<b>15. INTÉRÊT DES EXPERTS .....</b>	<b>56</b>
<b>16. INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION .....</b>	<b>56</b>
<b>17. RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES .....</b>	<b>58</b>
<b>18. GLOSSAIRE .....</b>	<b>58</b>

ANNEXE A STRUCTURE ORGANISATIONNELLE  
ANNEXE B CHARTE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

## INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

### NOTICE ANNUELLE AU 31 DÉCEMBRE 2008

*Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2008.*

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

#### MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la Société, les rubriques de la présente notice annuelle peuvent contenir des énoncés prospectifs au sens des lois sur les valeurs mobilières (les « **énoncés prospectifs** »). Les énoncés prospectifs se reconnaissent généralement à l'emploi de termes tels que « prévoir », « croire », « pouvoir », « plans », « budgets », « estimer », « projeter », « planifier » et d'autres termes semblables indiquant que certains événements se produiront. Ces énoncés prospectifs expriment, en date de la présente notice annuelle, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs. Ils sont assujettis à des risques connus et inconnus, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que les résultats ou le rendement réel de la Société pourraient différer sensiblement des résultats ou du rendement prévisionnels exprimés ou présentés dans de tels énoncés prospectifs. Les risques et incertitudes importants qui pourraient faire différer de façon significative les résultats réels et les événements futurs des attentes actuelles exprimées sont examinés sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et comprennent : (i) la mise en œuvre de la stratégie, (ii) les ressources en capital, (iii) les instruments financiers dérivés, (iv) la crise économique et financière actuelle, (v) le régime hydrologique et éolien, (vi) l'investissement dans le Fonds (tel que défini aux présentes), (vii) la construction et la conception, (viii) le développement de nouvelles installations, (ix) le rendement des projets, (x) la défaillance de l'équipement, (xi) le taux d'intérêt et le risque lié au refinancement, (xii) l'effet de levier financier et les clauses restrictives, (xiii) la convention de séparation et (xiv) les relations avec Hydro-Québec.

Bien que la Société estime que les attentes suscitées par ces énoncés prospectifs sont basées sur des fondements et des hypothèses valables et raisonnables, il existe un risque que ces énoncés prospectifs se révèlent inexacts. Les lecteurs de la présente notice annuelle sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs, qu'ils soient écrits ou verbaux, imputables à la Société ou à une personne qui agit en son nom, sont expressément présentés sous réserve de ces avertissements. La Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser ces énoncés prospectifs pour tenir compte de circonstances ou d'événements postérieurs à la date de la présente notice annuelle, à moins que la loi ne l'exige.

#### 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. Le 25 octobre 2007, les statuts constitutifs de la Société ont été modifiés pour changer le nom de cette dernière de Management Innergex Inc. à Innergex énergie renouvelable inc. 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 North 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 DES ACTIVITÉS

### *Développement des activités*

La Société est un promoteur, un propriétaire et un opérateur de centrales hydroélectriques au fil de l'eau et de projets de parcs éoliens en Amérique du Nord. La Société exploite, pour son compte ou pour le compte d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « **Fonds** »), plusieurs installations de production d'électricité dans les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique, ainsi que dans l'État de l'Idaho.

L'équipe de direction de la Société est impliquée au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé et mis en service commercial, ou remis à neuf, par le biais de différentes entreprises, 13 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 491 MW. La Société possède, conjointement avec ses partenaires, un parc éolien et deux centrales hydroélectriques en opération ayant une puissance installée totale de 140,5 MW (puissance nette de 60,9 MW), ainsi que sept projets pour lesquels des CAÉ ont été obtenus ou qui sont admissibles au Programme d'offre standard (*Standard Offer Program*) de BC Hydro et qui ont une puissance installée totale de 392,3 MW (puissance nette de 197,5 MW). Parmi ces sept projets, deux sont en construction et devraient être mis en service commercial en 2009 et 2010 et cinq sont en développement et seront construits au cours des prochaines années, la mise en service commercial étant prévue en 2011 et 2012. La Société a également des participations dans plus de 1 800 MW de projets potentiels de production d'électricité encore aux premières phases de développement. Voir la rubrique « Description des activités et actifs de la Société - Portefeuille d'actifs ».

L'équipe de direction de la Société a également créé le Fonds, qui a réalisé son premier appel public à l'épargne en juillet 2003, afin d'acquérir des installations de production d'électricité aménagées ou remises à neuf par l'équipe de direction de la Société. La Société détient également une participation d'environ 16,1% dans le Fonds, qui lui-même détient des participations dans 10 centrales hydroélectriques et dans deux parcs éoliens ayant une puissance installée totale de 340 MW (puissance nette de 210 MW).

La Société gère le Fonds et supervise l'exploitation de ses installations depuis le premier appel public à l'épargne du Fonds en 2003 aux termes de certaines conventions de gestion, d'administration et de services conclues avec le Fonds. Voir la rubrique « Description des activités et actifs de la Société - Relation avec le Fonds - Gestion du Fonds ».

### *Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices*

#### Premier appel public à l'épargne

Le 6 décembre 2007, aux termes d'un prospectus daté du 28 novembre 2007, la Société a réalisé son premier appel public à l'épargne (le « **Placement** ») visant 10 455 000 actions ordinaires à un prix de 11,00 \$ l'action ordinaire (le « **Prix d'offre** ») pour un produit brut total de 115 005 000 \$. En outre, simultanément à la clôture du Placement, la Société a émis au total 5 342 620 actions ordinaires au Prix d'offre à Régime de rentes du Mouvement Desjardins, Caisse de dépôt et placement du Québec (« **CDPQ** »), Sun Life du Canada, compagnie d'assurance-vie, Groupe TD Capital Limitée et Kruger Inc. Master Trust (collectivement, les « **Investisseurs institutionnels** ») par voie de placement privé pour un produit total de 58 768 822 \$ (le « **Placement privé** »). Les actions ordinaires de la Société sont négociées à la Bourse de Toronto (la « **TSX** ») sous le symbole « **INE** ». Aux termes du Placement, les Investisseurs institutionnels ont accordé aux preneurs fermes le droit d'acheter jusqu'à un maximum de 1 045 000 actions ordinaires pendant une période de 30 jours suivant la clôture du Placement. Le 4 janvier 2008, les preneurs fermes ont levé leur option en cas d'attribution excédentaire et ont acheté, auprès des Investisseurs institutionnels, 470 520 actions ordinaires moyennant un prix d'achat total de 5 175 720 \$.

## Acquisition d'Innergex II

Simultanément à la clôture du Placement, la Société a acheté, avec une tranche du produit du Placement, la totalité des participations des Investisseurs institutionnels dans Innergex II Fonds de revenu (« **Innergex II** ») que la Société ne détenait pas auparavant et a remboursé ou acheté, selon le cas, la totalité de la dette due par Innergex II aux Investisseurs institutionnels pour un prix d'achat de 63 364 165 \$ qui a été payé par l'émission aux Investisseurs institutionnels de 5 760 379 actions ordinaires de la Société (collectivement, l'« **Acquisition d'Innergex II** »). Aux termes de l'Acquisition d'Innergex II, la Société a acquis des participations dans ce qui représente maintenant trois installations hydroélectriques en opération ayant une puissance installée de 140,5 MW, ainsi qu'un projet en construction et cinq projets en développement pour lesquels des contrats d'achat d'électricité (« **CAÉ** ») ont été obtenus et qui doivent être mis en service commercial entre 2009 et 2012 pour une puissance de production d'énergie totale de 348,8 MW.

## Acquisition de participations dans le Fonds

Simultanément à la clôture du Placement, le Fonds a fait l'acquisition de la participation de 38% des droits indivis que détenait Innergex II dans le Parc éolien Baie-des-Sables de 109,5 MW et de la participation de 38% des droits indivis dans le Parc éolien Anse-à-Valleau de 100,5 MW (collectivement, l'« **Acquisition des parcs éoliens** »). Dans le cadre de l'Acquisition des parcs éoliens et du Placement, la Société a acquis une participation d'environ 16,1% dans le Fonds. Grâce à sa participation d'environ 16,1% dans le Fonds, la Société a acquis un intérêt économique dans les 12 installations de production d'électricité en opération du Fonds, qui ont une puissance installée totale de 339,9 MW. La Société a également conclu des conventions aux termes desquelles elle a accepté de continuer à fournir certains services de gestion et d'administration au Fonds ainsi qu'une entente de coopération aux termes de laquelle chaque partie accorde à l'autre un droit de première offre à l'égard de ses projets de production d'énergie. Voir la rubrique « Description des activités et actifs de la Société - Relation avec le Fonds - Gestion du Fonds ».

## Acquisition des droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique

Le 29 août 2008, la société a conclu l'acquisition auprès de Ledcor Power Group Ltd. (« **Ledcor** ») d'une participation de 66 2/3% dans Creek Power Inc. (« **Creek Power** ») qui détient les droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques potentiels (les « **Projets Creek Power** ») représentant une puissance installée totale de plus de 200 MW dans le *Lower Mainland*, en Colombie-Britannique.

En contrepartie de cette acquisition, la Société a versé environ 8,2 millions de dollars. Au même moment, la Société a émis 200 000 bons de souscription d'actions ordinaires à Ledcor en contrepartie d'approximativement 200 000 \$. Chaque bon de souscription donne à son détenteur le droit d'acquérir une action ordinaire de la Société à un prix d'exercice de 12,50 \$ pour une période de 24 mois suivant la clôture de l'opération. Cinq des 18 Projets Creek Power, représentant une puissance prévue totale de 196 MW, ont été soumis le 25 novembre 2008 en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* lancée par BC Hydro (la « **Demande de propositions pour le Clean Power Call** »). Se reporter à la rubrique « Récents appels d'offres » ci-après.

La Société détient 66 2/3% de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Creek Power. Ledcor détient l'autre 33 1/3%. De plus, la Société détient 7 286 574 actions privilégiées de série 1 de Creek Power, qui sont toutes les actions privilégiées émises et en circulation de Creek Power. Chaque action privilégiée de série 1 donne droit à un dividende en espèce à taux fixe préférentiel et cumulatif de 12,5% par année, calculé et composé semi-annuellement, sur sa valeur de rachat, qui est de 1 \$ par action privilégiée de série 1.

L'un des Projets Creek Power, le Projet Fitzsimmons Creek, qui représente une puissance de 7,5 MW, est présentement en construction. Au troisième trimestre de 2008, BC Hydro a déterminé que le Projet Fitzsimmons Creek est admissible aux termes du Programme d'offre standard qu'elle a mis en œuvre (le « **POS de BC Hydro** »). Compte tenu du calendrier type du POS de BC Hydro, la Société s'attend à exécuter un CAÉ relatif au Projet

Fitzsimmons Creek avant la fin de juin 2009. Voir « Description des activités et actifs de la Société - Projets en développement - Projet Fitzsimmons Creek. ».

#### Projets récemment achevés

En 2008, la Société, conjointement avec ses partenaires, a complété le développement de la Centrale Umbata Falls et du Parc éolien Carleton.

Le Projet Umbata Falls, d'une puissance de 23 MW, est situé sur la rivière White, affluent du lac Supérieur, environ 30 kilomètres au sud-est de Marathon, en Ontario. La construction de la centrale Umbata Falls a débuté au printemps 2006 et a été terminée comme prévu en novembre 2008. Le coût total de construction s'est élevé à 60,4 millions de dollars, conformément au budget. L'électricité produite à Umbata Falls est vendue à l'OÉO dans le cadre d'un CAÉ. Se reporter à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société – Installations en opération – Centrale Umbata Falls ».

Le Parc éolien Carleton, qui a une capacité de 109,5 MW, est situé dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure, au Québec. La construction du Parc éolien Carleton, qui se compose de 73 éoliennes, a débuté en octobre 2007 et s'est terminée comme prévu en novembre 2008. Le Parc éolien Carleton a été construit avec TransCanada Energy Ltd. (« **TransCanada** ») qui détient 62% des droits indivis dans le Parc éolien Carleton. La mise en service commercial a eu lieu le 22 novembre 2008. La part de la Société dans les coûts de construction directs du parc s'est établie à 68,8 millions de dollars, conformément au budget. L'électricité produite par le Parc éolien Carleton est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ. Le 25 novembre 2008, la Société a annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 53,4 millions de dollars pour sa participation de 38% des droits indivis dans le Parc éolien Carleton. Le 4 février 2009, la Société a annoncé que le Parc éolien Carleton avait reçu la certification Éco-Logo lui permettant de bénéficier de l'Initiative écoENERGIE offerte par le gouvernement fédéral canadien. Ce programme prévoit un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'opération. En vertu de l'Initiative écoENERGIE, le Parc éolien Carleton recevra environ 8,5 millions de dollars au cours des 10 prochaines années, après versement de 75% à Hydro-Québec. Se reporter à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société – Installations en opération – Parc éolien Carleton ».

En 2006 et 2007, la Société, à titre de gestionnaire d'Innergex II, a développé conjointement avec TransCanada deux projets éoliens, soit le Parc éolien Baie-des-Sables et le Parc éolien Anse-à-Valleau. Ces deux parcs éoliens ont été développés avec succès dans les délais de construction prévus et dans les limites de leur budget respectif. La participation de 38% des droits indivis d'Innergex II a été vendue au Fonds simultanément à la clôture du Placement. Voir la rubrique « Acquisition de participations dans le Fonds ».

Le Parc éolien Baie-des-Sables est un parc éolien de 109,5 MW situé à Baie-des-Sables et à Métis-sur-Mer, au Québec, qui a été développé conjointement par Innergex II et TransCanada. La construction du Parc éolien Baie-des-Sables a commencé en mars 2006 et s'est terminée comme prévu en novembre 2006. Le total des coûts de construction du Parc éolien Baie-des-Sables a été de 185,5 millions de dollars, conformément au budget. L'électricité produite par le Parc éolien Baie-des-Sables est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ.

Le Parc éolien Anse-à-Valleau est un parc éolien de 100,5 MW situé à Anse-à-Valleau, au Québec, qui a été développé conjointement par Innergex II et TransCanada. La construction du Parc éolien Anse-à-Valleau a commencé en octobre 2006 et le parc éolien a été mis en service commercial comme prévu en novembre 2007. Le total des coûts de construction du Parc éolien Anse-à-Valleau a été de 185,3 millions de dollars, conformément au budget. L'électricité produite par le Parc éolien Anse-à-Valleau est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ.

## Récentes soumissions

Le 5 mai 2008, la Société a annoncé que ses trois projets éoliens déposés dans le cadre de la Demande de propositions de 2 000 MW du Québec, soit le Projet Roussillon, le Projet Kamouraska et le Projet Massif-du-Sud, représentant une puissance installée potentielle de 322,5 MW, n'avaient pas été retenus par Hydro-Québec.

Le 25 novembre 2008, la Société a annoncé qu'elle avait soumis cinq des 18 Projets Creek Power en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*. Les cinq projets, soit le Projet Hurley River, le Projet Gun Creek, le Projet Upper Lillooet River, le Projet Boulder Creek et le Projet North Creek, représentent une puissance brute prévue de 196 MW. Il est prévu que BC Hydro octroiera les CAÉ aux soumissionnaires retenus en vertu de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* en juin 2009.

### **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 régie 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, il est à prévoir que les producteurs indépendants d'électricité joueront à l'avenir 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'électricité produite par des producteurs d'électricité 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 oeuvre d'accès non discriminatoires 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 croissance importante récente de la production d'énergie renouvelable au Canada a été influencée par l'augmentation des prix de l'électricité, les marchés provinciaux concurrentiels, 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 les délais plus courts de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Certaines mesures incitatives fédérales et provinciales comme les crédits d'impôt à la production, l'amortissement accéléré et les Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable, soutiennent également la production d'électricité renouvelable au Canada.

#### **Producteurs indépendants d'électricité**

Selon la structure traditionnelle du marché de l'industrie de l'électricité, les services publics monopolistiques à intégration verticale ont (i) produit (production d'électricité), (ii) transmis (transport de l'électricité des centrales aux postes de transformation), et (iii) distribué l'électricité (transport des postes de transformation aux clients). Certains



facteurs, notamment, la hausse des tarifs d'électricité et du combustible fossile, les progrès technologiques et les préoccupations au sujet du contrôle des coûts quant au financement d'investissements futurs dans les domaines de la production et du transport, ont amené divers territoires à restructurer leurs marchés de l'électricité pour aller vers une concurrence complète ou une concurrence réglementée. 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 à l'énergie renouvelable au Canada

Le gouvernement fédéral du Canada appuie la production d'électricité provenant de ressources renouvelables, tel qu'en fait foi l'offre de mesures incitatives aux producteurs d'énergie renouvelable. Le budget fédéral canadien 2007, approuvé, a alloué une somme de 4,5 milliards de dollars au soutien des programmes écoÉNERGIE. Parmi ceux-ci on retrouve le programme pour l'énergie renouvelable (l'« Initiative écoÉNERGIE ») de 1,5 milliard de dollars qui vise à soutenir le développement d'investissements de 4 000 MW d'énergie renouvelable dans tout le Canada au cours des 14 prochaines années (sous réserve de l'approbation budgétaire annuelle). Ce programme a été mis en place pour encourager la production d'environ 14,3 TWh d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable à incidences limitées, comme l'énergie éolienne, hydroélectrique, de biomasse, solaire et marine. Dans le cadre de l'Initiative écoÉNERGIE, une prime de un cent par kWh (10 \$ par MWh) est offerte durant une période de 10 ans, pour tous les projets qui sont mis en opération entre le 1<sup>er</sup> avril 2007 et le 31 mars 2011.

### 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 pour protéger 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'approvisionnement s'établissent ainsi : la Colombie-Britannique anticipe que l'énergie renouvelable ou propre continue de compter pour au moins 90% de la production totale d'énergie à l'avenir; la Saskatchewan cible une production d'énergie durable et renouvelable de 50% d'ici 2025; l'Ontario cible une production d'énergie renouvelable de 10% d'ici 2010; le Québec cherche à obtenir une puissance de production éolienne installée de 4 000 MW d'ici 2015; le Nouveau-Brunswick vise une production d'énergie renouvelable de 10% d'ici 2016; la Nouvelle-Écosse exige une production d'énergie renouvelable de 20% d'ici 2013; et l'Île-du-Prince-Édouard exige une production d'énergie renouvelable de 30% d'ici 2016.

### Hydroélectricité et énergie éolienne 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 et d'énergie éolienne 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 signifie 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 émise pour l'approvisionnement de 2 000 MW d'énergie éolienne, qui a pris fin récemment et pour laquelle Hydro-Québec a reçu 66 offres pour un total combiné de 7 724 MW (la « **Demande de propositions de 2 000 MW du Québec** »). Hydro-Québec a octroyé, en 2008, 15 projets aux termes de la Demande de propositions de 2 000 MW du Québec pour un total de 2 004 MW, les dates prévues de mise en service commercial s'échelonnant 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** »). Aux termes des Règlements relatifs aux 500 MW (tels que modifiés le 18 mars 2009), Hydro-Québec doit lancer une Demande de propositions visant à faire l'acquisition de 500 MW d'énergie éolienne issue de projets autochtones et communautaires avant le 1<sup>er</sup> mai 2009.

En octobre 2008, le MRNF a publié un projet de règlement aux termes de la *Loi sur la Régie de l'énergie* concernant la capacité de production maximum en vertu d'un programme d'achat pour de petites centrales hydroélectriques. Ce projet de règlement établit que, dans le contexte d'un programme d'achat, dont les conditions auront été approuvées par la Régie de l'énergie, portant sur de l'électricité produite par de petites centrales hydroélectriques sous le contrôle de municipalités locales, de MRC et de communautés autochtones, la capacité de production maximale doit être de 50 MW. Dans le projet de règlement, il est indiqué que le gouvernement du Québec estime qu'une Demande de propositions portant sur l'approvisionnement d'un bloc de 150 MW issu de projets hydroélectriques contrôlés par des municipalités locales et des communautés autochtones doit être établi par Hydro-Québec (la « **Future Demande de propositions de 150 MW** »). La réglementation n'a pas encore été établie.

#### 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 2002 et 2003, BC Hydro a commencé un processus d'approvisionnement pour la production d'énergie verte qui a donné lieu à l'octroi de CAÉ relativement à 16 projets (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. En février 2007, la province a annoncé un nouveau plan énergétique comprenant diverses politiques, notamment une cible d'émission nette 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 90% de la production totale (plus de 90% de la production en Colombie-Britannique provient actuellement de ressources hydroélectriques), l'acquisition de 50% des besoins supplémentaires en ressources de BC Hydro au moyen de la conservation et de l'établissement d'un Programme d'offre standard pour les projets d'énergie propre de moins de 10 MW.

BC Hydro a lancé au printemps 2008 la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* aux termes de laquelle 68 projets ont été présentés pour un total de production énergétique annuelle de 17 000 GWh. Il est prévu que les CAÉ seront octroyés par BC Hydro aux soumissionnaires retenus en juin 2009. Le 22 décembre 2008, BC Hydro a déposé auprès de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique une mise à jour probante visant la réduction du volume cible de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* de 5 000 GWh à 3 000 GWh d'énergie ferme. Le 13 janvier 2009, BC Hydro a déposé une lettre auprès de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique relativement au volume cible de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*. BC Hydro y indiquait qu'elle n'avait pas l'intention de limiter ses possibilités d'acquérir de l'énergie renouvelable rentable au moyen de processus concurrentiels auprès de producteurs d'énergie indépendants et que le processus d'évaluation de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* pourrait se traduire par l'octroi d'un volume inférieur ou supérieur à la cible initiale de 5 000 GWh par année si les CAÉ sont rentables. Le 11 février 2009, BC Hydro a indiqué qu'elle procédait à l'évaluation des propositions soumises dans le cadre de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*, conformément au calendrier.

En avril 2008, BC Hydro a également lancé le POS de BC Hydro pour encourager le développement de petits projets d'énergie propre en Colombie-Britannique. Le POS de BC Hydro vise l'achat d'énergie issue de petits projets dont la capacité nominale est de plus de 0,05 MW mais pas plus de 10 MW.

## Ontario

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 la 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. 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. Lorsqu'il aura été approuvé par la CÉO, le PIRÉ autorisera l'OÉO à assurer la production d'énergie sans recourir aux directives ministérielles afin de respecter les cibles de NOER de l'Ontario de 10 400 MW (soit 2 700 MW au-dessus des niveaux de 2003) de sources de production d'énergie renouvelable installées d'ici 2010 et de 15 700 MW d'ici

2025. Actuellement, l'Ontario possède environ 8 300 MW provenant de sources de production d'énergie renouvelable installées, y compris les importantes centrales hydroélectriques comme celles de Niagara Falls.

La plus grande partie des sources renouvelables supplémentaires nécessaires à l'atteinte de la cible de 2010 est déjà engagée; toutefois, la cible de 2025 nécessitera plus de 5 500 MW de puissance de production de sources renouvelables non encore engagée. La plus grande partie de la puissance de production de sources renouvelables supplémentaires nécessaire d'ici 2025 devrait provenir de sources éoliennes et hydroélectriques en proportions à peu près égales et une plus petite partie de la puissance nécessaire devrait provenir de sources de production bioénergétiques et solaires.

L'OÉO a indiqué dans le PIRE que des investissements d'environ 60 milliards de dollars étaient attendus en Ontario au cours d'une période de 20 ans, dont environ 6 milliards de dollars pour l'approvisionnement en énergie éolienne et 8,4 milliards de dollars pour l'approvisionnement en hydroélectricité. Dans un avenir prévisible en Ontario, il est prévu que l'approvisionnement en énergie renouvelable s'effectuera principalement au moyen de Demandes de propositions gérées par l'OÉO pour des projets supérieurs à 10 MW et au moyen d'un Programme d'offre standard pour les projets de moins de 10 MW.

En août 2007, le ministre de l'énergie et de l'infrastructure de l'Ontario a émis une directive ministérielle à l'OÉO visant l'approvisionnement de 2 000 MW d'énergie renouvelable issu de projets de plus de 10 MW, y compris des parcs éoliens. Il est prévu que l'OÉO fournisse les 2 000 MW d'énergie renouvelable en plusieurs phases. En 2008, l'OÉO a lancé la Demande de propositions RES III pour l'approvisionnement de 500 MW d'énergie (du 2 000 MW).

Depuis, le gouvernement de l'Ontario a indiqué que la province doit viser des cibles encore plus ambitieuses en matière d'énergie renouvelable. Par conséquent, le 23 février 2009, le ministre de l'énergie et de l'infrastructure de l'Ontario a déposé la *Loi sur l'énergie verte* (la « LEV ») afin de soutenir et de faciliter la mise en place d'installations d'énergie renouvelable en Ontario, y compris des parcs éoliens. Il est prévu que les règlements et les directives associés à la LEV seront définis en 2009 et que des cibles nouvelles et plus ambitieuses seront fixées en matière d'approvisionnement en énergie renouvelable.

### *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.

#### *Fiabilité*

L'équipement servant à la production de l'hydroélectricité comporte relativement peu de pièces mobiles, ce qui contribue à prolonger la durée de vie utile et à réduire les travaux d'entretien comparativement à d'autres technologies de production. Les taux de panne imprévue des installations hydroélectriques sont parmi les plus bas de l'industrie de la production d'électricité.

#### *Faibles coûts d'exploitation*

Hormis les droits de prise d'eau et les droits de licence versés aux autorités gouvernementales, les centrales hydroélectriques n'ont pas 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 du faible entretien nécessaire et de la fiabilité de l'équipement hydroélectrique, les frais d'exploitation des centrales hydroélectriques sont comparativement 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 provenant des centrales à combustible fossile et centrales nucléaires. Plutôt que de produire d'importantes quantités de déchets résiduels au cours du processus de production d'énergie, le processus de production d'hydroélectricité ne fait que rejeter l'eau 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 électriques 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 de production d'énergie 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'émission de gaz à effet de serre ni ne contribuent aux pluies acides, deux types d'émission 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.

## ***Facteurs ayant une incidence sur la production d'énergie renouvelable***

Les projets d'énergie renouvelable comme les parcs éoliens et les centrales hydroélectriques au fil de l'eau 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 ainsi que de la production d'énergie grâce à l'analyse statistique. La production annuelle prévue d'une turbine est calculée comme suit :

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

La « puissance de la turbine », mesurée en mégawatts, est un indice de la capacité de production d'énergie d'une turbine. La puissance 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 éoliennes terrestres actuelles construites à des fins commerciales sont dotées d'une capacité variant de moins de un MW à plus de deux MW. Les hydroturbines sont généralement conçues sur mesure en fonction des caractéristiques du site.

Puisque le fonctionnement d'une turbine dépend de la vitesse du vent et du débit d'eau, une turbine ne fonctionne pas toutes les heures de l'année. 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 de fonctionner à sa capacité maximale théorique, le principal facteur est la vitesse moyenne des vents et le débit d'eau.

Par conséquent, une turbine fonctionnera pendant de longues périodes à des puissances de sortie inférieures à la puissance nominale. D'autres facteurs peuvent également influencer sur le facteur d'utilisation mais ils sont généralement beaucoup moins importants. Par exemple, l'entretien annuel courant réduira le nombre d'heures pendant lequel le matériel peut être utilisé à des fins de production. Par ailleurs, la défaillance du matériel entraîne couramment des arrêts imprévus de la production.

En général, les projets éoliens ont des facteurs d'utilisation variant de 25% à 40% en fonction des divers facteurs propres aux sites et les projets hydroélectriques ont des facteurs d'utilisation variant de 40% à 70%.

## **4. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET ACTIFS DE LA SOCIÉTÉ**

### ***Vue d'ensemble – Information sectorielle***

La Société a trois secteurs isolables : (i) la production d'énergie hydroélectrique, (ii) la production d'énergie éolienne et (iii) l'aménagement et la gestion 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 opération à des entités publiques. Par l'entremise de son secteur d'aménagement et de gestion de sites, la Société développe des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens jusqu'au stade opérationnel et les gère par la suite.

Les activités de production d'énergie hydroélectrique ont dégagé des produits d'exploitation de 3 594 469 \$ pour l'exercice 2008 et de 168 673 \$ pour l'exercice 2007, soit respectivement 61,27% et 2,1% du total des produits d'exploitation générés par la Société. Les activités de production d'énergie éolienne de la Société ont dégagé des

produits d'exploitation de 1 336 989 \$ pour l'exercice 2008, soit 22,79% du total des produits d'exploitation générés par la Société. Ce secteur n'avait généré aucun produit d'exploitation pour l'exercice 2007. Les produits d'exploitation tirés des activités d'aménagement et de gestion de sites se sont établis à 935 077 \$ pour l'exercice 2008 et à 7 880 169 \$ pour l'exercice 2007, soit respectivement 15,94% et 9,79% du total des produits d'exploitation générés par la Société.

### *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 opération** »); (ii) les projets pour lesquels des CAÉ ont été obtenus ou qui sont admissibles au POS de BC Hydro et qui sont en construction ou pour lesquels des dates de mise en service commercial 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 (les « **Projets potentiels** »). Le portefeuille de projets de la Société se compose de participations dans 15 Installations en opération, sept Projets en développement, dont deux sont en construction, et d'un certain nombre de Projets potentiels.

Les participations de la Société dans les 15 Installations en opération se composent d'une participation à 100% dans la Centrale Glen Miller, d'une participation de 49% dans la Centrale Umbata Falls, d'une participation de 38% des droits indivis dans le Parc éolien Carleton et de participations dans les 12 autres Installations en opération détenues au moyen de sa participation d'environ 16,1% dans le Fonds. Voir la rubrique « Relation avec le Fonds ». La Société prévoit continuer à détenir et à exploiter les Projets en développement et les Projets potentiels au fur et à mesure qu'ils deviennent opérationnels.

La puissance prévue de la Société, pondérée en fonction de ses participations, représente 197,5 MW de la puissance de 392,3 MW de ses Projets en développement et plus de 1 600 MW de la puissance de plus de 1 800 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 actuels sont TransCanada (copropriétaires indivis de 62% des Projets 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) et Ledcor (propriétaire de 33 1/3% des Projets Creek Power).



Le tableau ci-après donne un résumé des Installations en opération, des Projets en développement et des Projets potentiels dans lesquels la Société détient des participations.

### Installations en opération

<u>Province</u>	<u>Type</u>	<u>Installation</u>	<u>Puissance</u>	<u>Participations</u> <sup>1)</sup>	<u>Acheteur d'électricité</u>	<u>Production moyenne à long terme estimative</u>	<u>Durée restante du CAÉ</u> <sup>2)</sup>
			(MW)			(MWh)	(années)
<b>Propriété directe</b>							
Ontario.....	Hydro	Glen Miller	8,0	100%	OÉO	41 500	16
Ontario	Hydro	Umbata Falls	23,0	49%	OÉO	109 102	20
Québec	Éolien	Carleton	109,5	38%	Hydro-Québec	340 523	20
<b>Propriété indirecte</b>							
Québec.....	Hydro	Saint-Paulin	8,0	16,1%	Hydro-Québec	41 082	5
Québec.....	Hydro	Portneuf - 1	8,0	16,1%	Hydro-Québec	40 822	12
Québec.....	Hydro	Portneuf - 2	9,9	16,1%	Hydro-Québec	68 496	12
Québec.....	Hydro	Portneuf - 3	8,0	16,1%	Hydro-Québec	42 379	12
Québec.....	Hydro	Chaudière	24,0	16,1%	Hydro-Québec	116 651	10
Québec.....	Hydro	Montmagny	2,1	16,1%	Hydro-Québec	8 000	12
Québec.....	Hydro	Windsor	5,5	16,1%	Hydro-Québec	31 000	7
Québec.....	Éolien	Baie-des-Sables	109,5	6,12%	Hydro-Québec	298 317	17
Québec.....	Éolien	Anse-à-Valleau	100,5	6,12%	Hydro-Québec	298 000	18
Ontario.....	Hydro	Batawa	5,0	16,1%	OÉO	32 938	20
C.-B. ....	Hydro	Rutherford Creek	49,9	16,1%	BC Hydro	180 000	15
Idaho .....	Hydro	Horseshoe Bend	<u>9,5</u>	16,1%	Idaho Power	<u>46 800</u>	21
<b>Total.....</b>			<b>491</b>			<b>1 245 985</b>	

(1) La Société est propriétaire directe, seule ou avec d'autres, de la Centrale Glen Miller, de la Centrale Umbata Falls et du Parc éolien Carleton. La Société a une participation directe de 16,1% dans le Fonds, lequel détient des participations dans les 12 Installations en opération.

(2) Pour la plupart des Installations en opération, les CAÉ sont renouvelables à l'expiration de leur durée initiale pour une période additionnelle de 20 à 25 ans. Les CAÉ des installations d'Umbata Falls, Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Rutherford Creek et Horseshoe Bend 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.

## Projets en développement

<u>Province</u>	<u>Type</u>	<u>Installation</u>	<u>Puissance prévue (MW)</u>	<u>Participation</u>	<u>Coûts de construction directs (en M\$)</u>	<u>Acheteur d'électricité</u>	<u>Production moyenne à long terme estimative (MWh)</u>	<u>Date prévue de mise en service commercial</u>	<u>Durée restante du CAÉ <sup>(1)</sup> (années)</u>
C.-B. ....	Hydro	Ashlu Creek	49,9	100%	138,0	BC Hydro	265 000	2009	30
C.-B. ....	Hydro	Fitzsimmons Creek	7,5	66 2/3%	33,2	BC Hydro	33 000	2010	40 <sup>(2)</sup>
Québec.....	Hydro	Matawin	15,0	100%	24,6	Hydro-Québec	62 529	2011	25
C.-B. ....	Hydro	Kwoiek Creek	49,9	50%	152,1	BC Hydro	215 000	2011	40
Québec.....	Éolien	Montagne Sèche	58,5	38%	103,0	Hydro-Québec	182 743	2011	20
Québec.....	Éolien	Gros Morne, phase I	100,5	38%	169,8	Hydro-Québec	312 535	2011	21
Québec.....	Éolien	Gros Morne, phase II	111,0	38%	178,7	Hydro-Québec	345 188	2012	20
<b>Total.....</b>			<b>392,3</b>		<b>799,4</b>		<b>1 415 995</b>		

- (1) Les CAÉ relatifs aux Projets en développement ne contiennent aucune disposition concernant leur renouvellement. Au moment de leur expiration, la direction explorera les possibilités de renouveler ces CAÉ. Le Projet Matawin a été accordé à la Société par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (le « MRNF ») aux termes d'une Demande de propositions en 2002 et un CAÉ de 25 ans est en voie d'être finalisé avec Hydro-Québec. Voir la rubrique « Projets en développement - Projets hydroélectriques - Projet Matawin (propriété exclusive) » ci-après.
- (2) Le Projet Fitzsimmons Creek a été jugé admissible au POS de BC Hydro. Le CAÉ doit avoir une durée de 40 ans commençant à la date de mise en service commercial. Il est prévu que le CAÉ sera exécuté avec BC Hydro avant la fin de juin 2009, conformément au calendrier type du POS de BC Hydro.

## Projets potentiels

<u>Province</u>	<u>Type</u>	<u>Installation</u>	<u>Puissance prévue (MW)</u>	<u>Participation</u>	<u>Acheteur d'électricité prévu</u>
Québec.....	Éolien	Roussillon	108	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Kamouraska	124,5	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Saint-Constant	70	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Club des Hauteurs	195,5	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Haute-Côte-Nord Est	170	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Haute-Côte-Nord Ouest	168	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Rivière-au-Renard	25	50%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Les Méchins	150	38%	Hydro-Québec
C.-B. ....	Éolien	Divers projets	475	100%	BC Hydro
C.-B.....	Hydro	Mkw'Alts	47,7	100%	BC Hydro
C.-B.....	Hydro	Kaipit	9,9	100%	BC Hydro
C.-B.....	Hydro	Kokish	9,9	100%	BC Hydro
Québec.....	Hydro	Kipawa	42	48%	Hydro-Québec
C.-B.....	Hydro	Hurley River	46	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.....	Hydro	Upper Lillooet River	74	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.....	Hydro	Gun Creek	36	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.....	Hydro	Boulder Creek	23	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.....	Hydro	North Creek	16	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.....	Hydro	Divers autres Projets Creek Power	50	66 2/3%	BC Hydro
<b>Total.....</b>			<b>1 840,5</b>		

## *Installations en opération*

La Centrale Glen Miller, la Centrale Umbata Falls et le Parc éolien Carleton sont les Installations en opération détenues directement par la Société. La Société a un intérêt économique dans les 12 autres Installations en opération détenues dans son portefeuille par l'entremise de sa propriété d'environ 16,1% des parts en circulation du Fonds. La totalité des installations du Fonds sont exploités aux termes de CAÉ à prix fixe et à long terme avec des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité. Voir la rubrique « Relation avec le Fonds ».

### Centrale Glen Miller

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, 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 complétée 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 41 500 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.

Le coût de construction total approximatif de la Centrale Glen Miller s'est établi à 22,5 millions de dollars et a été financé principalement au moyen d'un prêt de construction de 17 millions de dollars converti par la suite en un prêt à terme consenti par une institution financière canadienne. Ce financement est garanti par la totalité des actifs de la Centrale Glen Miller ainsi que par le nantissement de tous les titres de participations dans Glen Miller Power, Limited Partnership (« **Glen Miller LP** ») et Glen Miller Power Inc., son commandité.

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 convenus par les parties. Le bail prévoit un paiement initial de 2,5 millions de dollars, lequel a été réglé en 2004, et exige un loyer annuel de 85 000 \$ (indexé annuellement selon l'IPC). 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 19<sup>e</sup> 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 enregistrée 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 1<sup>er</sup> 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. Un loyer annuel nominal fixe de 20 ans de 0,7% du prix du CAÉ initial (indexé quant à une tranche de 15% à l'IPC) est payable annuellement aux termes de ce permis d'occupation.

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 à compter du 19 décembre 2005. Le CAÉ de la Centrale Glen Miller est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le prix de l'électricité achetée au cours de la première année du CAÉ est d'un peu plus de 66 \$ le MWh. Le 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> janvier de l'année précédente. Le prix moyen de l'électricité livrée en 2008 à l'OÉO aux termes du CAÉ de la Centrale Glen Miller s'est établi à 67,47 \$ le MWh, comparativement à 66,67 \$ le MWh en 2007.

#### Centrale Umbata Falls (propriété de 49%)

La Centrale Umbata Falls est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 23 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 109 102 MWh. La centrale est située sur la rivière White, affluent du lac Supérieur, à environ 30 kilomètres au sud-est de Marathon, en Ontario. La construction de la Centrale Umbata Falls a commencé en juin 2006 et a été achevée conformément au budget. Elle a été mise en service commercial le 12 novembre 2008. L'équipement de production se compose de deux turbines « Sam Kaplan » à axe horizontal de 11,8 MW et d'un débit combiné de 75 mètres cubes par seconde.

Umbata Falls LP est propriétaire de la Centrale Umbata Falls. Le commandité d'Umbata Falls LP 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 LP 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 LP 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 autres services connexes.

Le coût total de la Centrale Umbata Falls a été de 60,4 millions de dollars environ, lequel a été financé au moyen (i) d'un prêt de construction sans recours de 51 millions de dollars consenti par une institution financière canadienne reconnue qui sera converti en un prêt à terme de cinq ans amorti sur une période de 25 ans et (ii) des sommes tirées du produit du Placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre. Le prêt à terme sans recours est garanti par la totalité des actifs d'Umbata Falls LP ainsi que le nantissement de tous les titres et parts dans Umbata Falls LP et Begetekong.

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 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 datée du 5 juin 2007 a été accordé en faveur de Begetekong, le commandité d'Umbata Falls LP. Le bail prévoit le paiement d'un loyer annuel nominal de 1 000 \$ et expire le 31 décembre 2011 ou lors de la signature d'un bail de forces hydrauliques. Le bail de forces hydrauliques devrait être conclu pendant l'exercice en cours et devrait comporter une durée initiale de 30 ans renouvelable pour des durées supplémentaires de 10 ans. Umbata Falls LP détient également un permis de production d'électricité se rapportant à la Centrale Umbata Falls émis par la CÉO et valide jusqu'au 8 septembre 2025.

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 commercial, qui a été fixée au 12 novembre 2008. Le CAÉ de la Centrale Umbata Falls est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le prix de l'électricité générée par la Centrale Umbata Falls établi au moment de la signature du CAÉ était légèrement supérieur à 73 \$ le MWh. Le 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> janvier de l'année

précédente. Le prix moyen de l'électricité livrée à l'OÉO aux termes du CAÉ de la Centrale Umbata Falls s'est établi à 83,51 \$ le MWh pour la période comprise entre le 12 novembre et le 31 décembre 2008, incluant les paiements reçus en vertu de l'Initiative écoÉNERGIE.

La Centrale Umbata Falls a obtenu la certification Ecologo et bénéficie de l'Initiative écoÉNERGIE, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'opération. Voir la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché - Énergie renouvelable au Canada - Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

#### Parc éolien Carleton (propriété de 38%)

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 a une puissance installée de 109,5 MW et un rendement énergétique annuel estimé de 340 523 MWh. La Société détient une participation en copropriété indivise de 38% dans le Parc éolien Carleton. Un complément d'information sur la relation avec le copropriétaire figure à la rubrique « Projets en développement - Projets éoliens - Projets éoliens Cartier ».

La construction du Parc éolien Carleton a été réalisée conformément au budget et à l'échéancier et l'exploitation commerciale a débuté 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. Les turbines à empannage à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres, produisent de l'énergie lorsque les vents sont de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprend un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. Les éoliennes bénéficient d'une garantie de deux ans et la Société a choisi d'acheter une période de garantie prolongée de trois ans pour les éoliennes. Pendant cette période, GE a garanti que la disponibilité annuelle moyenne totale des éoliennes sera d'au moins 96%. Le Parc éolien Carleton est relié au système de transport au moyen d'un poste de raccordement de 34,5 kV branché sur une ligne de transport de 230 kV sur 10 km qu'a construite Hydro-Québec.

La part de la Société dans la construction du Parc éolien Carleton s'est élevée à 68,8 millions de dollars environ. La Société a financé sa part des coûts du Parc éolien Carleton au moyen d'un prêt de construction de 53,4 millions de dollars qui sera converti en un prêt à terme de cinq ans amorti sur une période de 18,5 années. Les prêteurs ont également fourni une facilité de swap de 18,5 ans afin d'assurer une couverture contre les fluctuations futures défavorables des taux d'intérêt.

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 (tel que défini ci-après) 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. Aux termes de ces conventions, Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a souscrit à divers engagements, notamment : i) la création d'un comité de suivi pour le Parc éolien Carleton et ii) l'embauche d'employés, d'entrepreneurs et de fournisseurs locaux, pourvu qu'ils aient les mêmes

compétences et sous réserve de conditions concurrentielles d'embauche. Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a également convenu d'offrir i) une contribution forfaitaire et ii) une contribution volontaire annuelle de 1 000 \$ par MW installé à la ville de Carleton-sur-Mer et à la municipalité régionale de comté de Bonaventure pour les éoliennes installées sur leur territoire respectif. Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a de plus convenu d'aider certains organismes sans but lucratif situés dans la ville de Carleton-sur-Mer et sur le territoire de la municipalité régionale de comté de Bonaventure en créant un « Fonds de visibilité » auquel elle contribue un montant de 30 377 \$ par année devant être indexé conformément aux clauses d'indexation du CAÉ du Parc éolien Carleton.

Le Parc éolien Carleton a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, lequel expire 20 ans après le 14 novembre 2008 et est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Aux termes du CAÉ du Parc éolien Carleton, les Propriétaires Cartier ont convenu de livrer et de vendre 344 840 MWh par année. 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, se base, jusqu'à une certaine quantité, sur le prix au 1<sup>er</sup> janvier 2004, soit 73,32 \$ par MWh, et une portion duquel doit être ajustée annuellement conformément au taux d'inflation de l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés. Le prix moyen de l'électricité livrée à Hydro-Québec aux termes du CAÉ du Parc éolien Carleton s'est établi à 80,37 \$ le MWh pendant la période comprise entre le 12 novembre 2008 et le 31 décembre 2008, incluant les paiements reçus en vertu de l'Initiative écoÉNERGIE.

Le Parc éolien Carleton a obtenu la certification Éco-Logo et bénéficie de l'Initiative écoÉNERGIE, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'opération (voir la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché - Énergie renouvelable au Canada - Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada »). Aux termes du CAÉ du Parc éolien Carleton, Hydro-Québec est autorisée à recevoir 75% des paiements incitatifs totaux que le Parc éolien Carleton obtient aux termes de l'Initiative écoÉNERGIE ou de tout programme semblable.

### *Projets en développement*

#### Projets hydroélectriques

##### *Projet Ashlu Creek (propriété exclusive) - en construction*

Le Projet Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau actuellement en construction d'une puissance installée de 49,9 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 265 000 MWh. 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 du Projet Ashlu Creek a débuté en août 2006 et devrait être mise en service commercial en 2009. L'équipement de production du Projet Ashlu Creek se compose de trois turbines « Francis » de 16,6 MW. La ligne de transport de 230 kV mesure environ trois 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 du Projet Ashlu Creek. Ashlu Creek LP a deux commanditaires, soit (i) 675729 British Columbia Ltd., dont une tranche de 50% est détenue par une filiale de la Société et l'autre tranche de 50% par Ledcor Investments Inc. et (ii) 888645 Alberta Ltd., détenue exclusivement par une filiale de la Société. Aux termes d'une option d'achat datée du 30 août 2006, une filiale de la Société détient une option pouvant être levée en tout temps pendant la période d'option de 20 ans à compter de la date de l'option lui permettant d'acheter, pour un prix nominal, les actions de 675729 British Columbia Ltd. que détient Ledcor Investments Inc. La Société a indiqué à Ledcor Investments Inc. qu'elle levait cette option et les parties finalisent actuellement les documents nécessaires pour réaliser cette opération.

Le coût estimatif de construction du Projet Ashlu Creek est de 138 millions de dollars, lequel est principalement financé au moyen (i) d'un prêt de construction sans recours d'un montant en capital maximum de 110 millions de dollars consenti par un syndicat d'institutions financières reconnues, qui sera converti en un prêt à terme de 15 ans

du même montant, et (ii) des sommes tirées du produit du Placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre. La facilité de crédit est garantie par la totalité des actifs du Projet Ashlu Creek et par le nantissement des parts et titres détenus dans Ashlu Creek LP et ses commandités.

Le Projet Ashlu Creek est autorisé à détourner et à utiliser de l'eau jusqu'à concurrence de 29 mètres cubes par seconde conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré le 10 juillet 2006 en vertu du *Water Act* (Colombie-Britannique). Le permis d'utilisation de l'eau a été délivré pour une période de 40 ans devant expirer le 9 juillet 2046. Le Projet Ashlu Creek est situé principalement sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes du *Land Act* (Colombie-Britannique). Le permis est en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour une période de cinq ans devant expirer le 1<sup>er</sup> janvier 2010. Le permis d'occupation sera remplacé par un bail d'occupation à long terme et des emprises statutaires à être accordés par l'Integrated Land Management Bureau aux termes du *Land Act* (Colombie-Britannique). Il est prévu que les concessions foncières de la Couronne auront la même durée que le CAÉ. Une partie de la ligne de transport est située sur des terres privées appartenant à la Première nation Squamish. Une entente a été conclue avec le propriétaire des terres en vue d'une occupation à long terme et une servitude d'utilité privée sera enregistrée auprès du bureau d'enregistrement des titres fonciers au même moment où les concessions foncières à long terme seront obtenues de l'Integrated Land Management Bureau.

La Première nation Squamish est autorisée à recevoir des redevances en fonction des produits d'exploitation du Projet Ashlu Creek à compter de la date de mise en service commercial. 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 du Projet Ashlu Creek doivent être transférés à la Première nation Squamish pour un prix nominal après 40 ans d'exploitation commerciale.

Le Projet Ashlu Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite devant expirer 30 ans après la mise en service commercial de la centrale et est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si moins de 80% de la totalité des coûts de construction ont été engagés en date du 28 février 2010 ou si la mise en service commercial du Projet Ashlu Creek n'a pas débuté en date du 25 décembre 2010, sous réserve de toute prolongation pour force majeure prévue dans le CAÉ. Le prix de base de l'électricité achetée du Projet Ashlu Creek est de 56,36 \$ par MWh, ce prix devant être 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 1<sup>er</sup> janvier 2005 et à chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du Projet Ashlu Creek.

Un accord de contribution a été exécuté avec le ministre des Ressources naturelles du Canada concernant le financement futur du Projet Ashlu Creek en vertu de l'Initiative écoÉNERGIE. Si toutes les conditions de cet accord sont satisfaites, le Projet Ashlu Creek bénéficiera d'un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pendant de ses dix premières années d'exploitation.

#### *Projet Fitzsimmons Creek (propriété de 66 2/3%) - en construction*

Le Projet Fitzsimmons Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau présentement en construction d'une puissance installée de 7,5 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 33 000 MWh. Il est situé 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 mise en service commercial est prévue pour le dernier trimestre de 2010. L'équipement de production du Projet Fitzsimmons Creek sera une turbine de type « Pelton ». La ligne de transport enfouie de 25 Kv est longue de 450 metres environ et est reliée à une ligne existante de BC Hydro.

Le Projet Fitzsimmons Creek est détenu par Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership (« **Fitzsimmons LP** »). Le commandité de Fitzsimmons LP est Fitzsimmons Creek Investments Ltd., qui est détenu entièrement par une filiale de la Société. Le commanditaire de Fitzsimmons LP est Creek Power, dont la Société est propriétaire de 66 2/3%, et Ledcor est propriétaire de la tranche restante de 33 1/3%. Se reporter à la rubrique « Développement des activités - Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices - Acquisition des droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique ».

Le coût estimatif du Projet Fitzsimmons Creek est de 33,2 millions de dollars, lequel sera financé principalement par (i) un financement de projet sans recours pouvant être converti en un financement à long terme et (ii) les flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Le Projet Fitzsimmons Creek est autorisé à détourner et à utiliser de l'eau jusqu'à concurrence de 4,0 mètres cubes par seconde provenant de Fitzsimmons Creek, conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré le 11 avril 2008 en vertu du *Water Act* (Colombie-Britannique). Le permis d'utilisation de l'eau a été délivré pour une période de 40 ans devant expirer le 10 avril 2048. Le Projet Fitzsimmons Creek est situé sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes du *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 enregistré à long terme pour la centrale et des emprises statutaires pour la ligne de transmission, la conduite forcée et la prise d'eau. Il est prévu que ces concessions foncières de la Couronne auront la même durée que le CAÉ.

La Bande indienne Mount Currie et la Bande indienne Squamish (les « **Nations** ») ont droit à des redevances établies à partir des produits d'exploitation tirés du Projet Fitzsimmons Creek à partir de la date de mise en service commercial. 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.

La demande de CAÉ du Projet Fitzsimmons Creek a été déposée aux termes du POS de BC Hydro en août 2008. En septembre 2008, BC Hydro a déterminé que le Projet Fitzsimmons Creek est admissible au POS de BC Hydro. Compte tenu de l'échéancier du POS de BC Hydro, la Société prévoit exécuter un CAÉ pour le Projet Fitzsimmons Creek avant la fin de juin 2009. La Société anticipe que ce CAÉ sera d'une durée de 40 ans prenant effet à la date de mise en service commercial. Se reporter à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché - Cadre réglementaire et marché de l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la Société - Colombie-Britannique ».

La Société prévoit que le Projet Fitzsimmons Creek sera admissible à l'Initiative écoÉNERGIE, si elle est toujours en vigueur, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché - Énergie renouvelable au Canada - Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

#### *Projet Matawin (propriété exclusive)*

Le Projet Matawin est une centrale hydroélectrique proposée d'une puissance installée de 15,0 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 62 529 MWh. La centrale est située sur la rivière Matawin, affluent de la rivière Saint-Maurice, au Québec. La construction du Projet Matawin devrait débuter au cours du deuxième trimestre de 2009 et la mise en service commercial devrait débuter en 2011. La centrale contiendra une seule turbine « Kaplan Frontospiral » verticale d'un débit de 90 mètres cubes par seconde et d'une hauteur de chute brute maximum de 21 mètres.

Le Projet Matawin utilisera un barrage existant exploité par Hydro-Québec. Le barrage, construit en 1931, a créé le réservoir Taureau, initialement utilisé au départ dans le cadre d'activités reliées au bois d'œuvre et au stockage de



l'eau par Hydro-Québec. Hydro-Québec continuera d'être l'unique gestionnaire de l'eau du réservoir Taureau après la construction du Projet Matawin.

Le coût estimatif du Projet Matawin est d'environ 24,6 millions de dollars, lequel devrait être financé au moyen (i) d'un financement de projet sans recours de 18 millions de dollars pouvant être converti en un financement à long terme, et (ii) des sommes tirées du produit du Placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Des demandes ont été formulées aux autorités gouvernementales pertinentes afin d'obtenir les permis nécessaires pour permettre la construction et l'exploitation du Projet Matawin.

La Société a été choisie pour le Projet Matawin aux termes d'une Demande de propositions émise conjointement par Hydro-Québec et le MRNF en 2002. La Société attend la réception du décret du MRNF relativement à ce projet. La Société n'a pas encore signé avec Hydro-Québec la forme standard du CAÉ aux termes de cette Demande de propositions en vue d'un CAÉ d'une durée prévue de 25 ans. Même si le Projet Matawin a été accordé en 2002, la Société n'a repris que dernièrement les discussions avec Hydro-Québec à l'égard de ce projet compte tenu de la rentabilité accrue découlant de l'Initiative écoÉNERGIE. Aux termes de la Demande de propositions, la Société prévoit qu'après la réception du décret du MRNF et l'exécution du CAÉ, elle pourra obtenir auprès du MRNF un bail de forces hydrauliques et les droits fonciers nécessaires à l'exploitation du Projet Matawin pour une durée équivalente à la durée du CAÉ.

Le prix de l'électricité générée au moment où la Société a soumis son offre pour le Projet Matawin était de 39,40 \$ le MWh pour sa première année d'exploitation et est indexé de 0,6% après la date de mise en service commercial. Compte tenu du prix courant du marché pour l'électricité qui continue à augmenter, il s'agit d'un prix favorable pour Hydro-Québec. Par conséquent, la Société croit qu'elle sera en mesure de conclure un accord avec Hydro-Québec à l'égard du Projet Matawin et, pour cette raison, considère ce projet comme l'un de ses Projets en développement même si le CAÉ à l'égard du Projet Matawin n'a pas encore été conclu. Aux termes de la Demande de propositions, le Projet Matawin devrait être transféré à Hydro-Québec 25 ans après la date de mise en service commercial.

La Société prévoit que le Projet Matawin sera admissible à l'Initiative écoÉNERGIE, si elle est toujours en vigueur, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Voir la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché - Énergie renouvelable au Canada - Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

#### *Projet Kwoiek Creek (propriété de 50%)*

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 215 000 MWh. 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. La construction du Projet Kwoiek Creek devrait débuter au cours du deuxième trimestre de 2009 tandis que la mise en service commercial devrait débuter en 2011. 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 « Pelton », chacune d'un débit prévu maximum de 3,375 mètres cubes par seconde, d'une hauteur de chute de 491 mètres et d'une puissance nominale de 12,475 MW. Le Projet Kwoiek Creek comprendra une ligne de transport de 138 kV sur 275 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.

Le coût estimatif du Projet Kwoiek Creek est de 152,1 millions de dollars devant être financé 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) des sommes tirées du produit du Placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Kwoiek Creek Resources LP a demandé un permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de Kwoiek Creek. 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. La Bande indienne de Kanaka Bar a demandé au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien l'octroi d'un bail relatif à ces terrains à Kwoiek Creek Resources Inc. et d'un sous-bail de Kwoiek Creek Resources Inc. à Kwoiek Creek Resources LP. Un référendum a été tenu par la Bande indienne de Kanaka Bar le 1<sup>er</sup> février 2009 pour déterminer si une partie des terrains de la réserve indienne Whyeek pouvait être désignée aux fins du Projet Kwoiek Creek. Ce référendum a été favorable et la Société prévoit que le bail et le sous-bail seront accordés pour une période minimum de 40 ans.

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.

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 et assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si la mise en service commerciale du Projet Kwoiek Creek, tel qu'il est prévu dans le CAÉ, n'a pas débuté en date du 5 mai 2011, sous réserve de toute prolongation pour force majeure prévue dans le CAÉ. Le prix réel de l'électricité livrée aux termes du CAÉ du Projet Kwoiek Creek est de 81,68 \$ par MWh, 30% de ce prix devant être rajusté selon l'augmentation ou la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006 et chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du Projet Kwoiek Creek.

## Projets éoliens

### *Projets éoliens Cartier*

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 de 109,5 MW décrit ci-dessus, (ii) le Projet Montagne-Sèche de 58,5 MW, (iii) le Projet Gros Morne, phase I de 100,5 MW, (iv) le Projet Gros Morne, phase II de 111 MW et (v) le Projet Les Méchins de 150 MW. De plus, à la suite de l'Acquisition des parcs éoliens, le Fonds a acquis d'Innergex II sa participation de 38% des droits indivis dans le Parc éolien Baie-des-Sables et le Parc éolien Anse-à-Valleau (collectivement avec le Parc éolien Carleton, le Projet Montagne-Sèche, le Projet Gros Morne, phase I, le Projet Gros Morne, phase II et le Projet Les Méchins, les « **Projets éoliens Cartier** »). Se reporter à la rubrique « Développement des activités - Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices – Acquisition d'une participation dans le Fonds ».

La Société et TransCanada détiennent chacune, à titre de copropriétaire indivis, leurs participations respectives dans les Projets éoliens Cartier par l'entremise de sociétés en commandite à but unique (chacun, avec les propriétaires, un « **Propriétaire Cartier** »). Pour chaque Projet éolien Cartier, le Propriétaire Cartier respectif a nommé, aux termes d'une convention de gestion, un exploitant détenu à parts égales par la Société ou le Fonds, selon le cas, et TransCanada, pour la gestion de la construction, de l'exploitation et de l'entretien du projet.

### *Propriétaires Cartier et Convention de propriétaires*

Par l'entremise de ses filiales en propriété exclusive, la Société est partie à une Convention de propriétaires avec TransCanada pour chaque Projet éolien Cartier. Chacune de ces conventions est datée du 25 février 2005 et a été modifiée et mise à jour le 1<sup>er</sup> septembre 2005, pour régir leurs droits et obligations respectifs à titre de propriétaires d'une partie indivise des actifs de chacun des Projets éoliens Cartier (chacune, une « **Convention de propriétaires** »). Les Conventions de propriétaires sont, à tous égards importants, essentiellement les mêmes. Aux termes de chaque Convention de propriétaires, chaque Propriétaire Cartier est responsable du paiement de sa dette et de l'exécution de ses obligations dans la mesure de sa participation dans un Projet éolien Cartier. Chaque Propriétaire Cartier a convenu de limiter ses activités à l'aménagement, à la conception, à la construction, à la propriété, à l'exploitation et à l'entretien d'installations de production d'électricité, y compris son Projet éolien Cartier respectif, ainsi qu'à toute autre activité connexe.

Après la date de début de livraison de l'électricité générée par un Projet éolien Cartier aux termes d'un CAÉ et, sous réserve de certaines conditions, chaque Propriétaire Cartier détient un droit de premier refus visant l'achat de la participation de l'autre Propriétaire Cartier dans ce Projet éolien Cartier, ainsi qu'un droit de première offre exigeant que l'autre Propriétaire Cartier offre sa participation dans le Projet éolien Cartier avant de l'offrir à un tiers.

Lorsque se produit un cas de défaut aux termes d'une Convention de propriétaires à l'égard d'un Projet éolien Cartier : (i) les droits de vote du Propriétaire Cartier en défaut seront suspendus (autres qu'à des fins de prises de décisions unanimes des Propriétaires Cartier) et le Propriétaire Cartier en défaut ainsi que son représentant s'abstiendront de voter ou de participer à toute prise de décisions des Propriétaires Cartier; (ii) le Propriétaire Cartier qui n'est pas en défaut peut, dans certains cas, faire valoir sa sûreté réciproque fournie aux termes de la Convention de propriétaire; et (iii) le Propriétaire Cartier qui n'est pas en défaut peut exercer son droit d'acquisition forcée pour acquérir la participation de l'autre Propriétaire Cartier dans le Projet éolien Cartier moyennant un montant équivalent à 85% de sa juste valeur marchande, sous réserve de rajustements quant à la dette et aux autres responsabilités du Propriétaire Cartier en défaut.

### *Convention de séparation*

Les Propriétaires Cartier (y compris les Propriétaires Cartier du Fonds qui détiennent des participations dans le Parc éolien Baie-des-Sables et le Parc éolien Anse-à-Valleau) sont également partie à une convention de séparation datée du 25 février 2005 (la « **Convention de séparation** ») laquelle énonce la procédure à suivre si l'un des Propriétaires Cartier demande la séparation des Projets éoliens Cartier entre leurs propriétaires respectifs. La Convention de séparation permet à tout Propriétaire Cartier de demander la séparation de tous les Projets éoliens Cartier mais seulement dans un délai entre 30 et 60 jours après qu'un deuxième Projet éolien Cartier aura été complètement achevé (« final completion ») au sens du contrat d'achat de turbines conclu avec GE. Le Fonds a convenu, aux termes d'une convention conclue entre les Propriétaires Cartier, Innergex AAV, S.E.C., Innergex BDS, S.E.C. et la Société datée du 6 décembre 2007 (la « **Convention relative à la Convention de séparation** »), de ne pas causer la séparation des Projets éoliens Cartier sans le consentement écrit préalable de la Société. Advenant une demande de séparation, les deux premiers Projets éoliens Cartier achevés seraient attribués en fonction de leur juste valeur marchande respective, le parc ayant la plus grande valeur étant attribué à TransCanada et l'autre parc étant attribué au Fonds. Les Projets éoliens Cartier restants seraient attribués entre la Société et TransCanada, en fonction du nombre total de MW des projets et des dates d'achèvement prévus, de sorte qu'après le processus de séparation, chaque Projet éolien Cartier individuel deviendra la propriété indirecte et intégrale de la Société, du Fonds ou de TransCanada.

Le Propriétaire Cartier qui choisit de demander la séparation des Projets éoliens Cartier doit donner un avis écrit de 30 jours à tous les autres Propriétaires Cartier. Si les Propriétaires Cartier ne s'entendent pas sur la juste valeur marchande de tous les Projets éoliens Cartier dans un délai précisé, l'évaluation de la juste valeur marchande de chacun des Projets éoliens Cartier à l'égard desquels ils ne se seront pas entendus sera déterminée par trois

évaluateurs indépendants. Dans un délai de 21 jours suivant la dernière des éventualités suivantes, soit la détermination par les Propriétaires Cartier de la juste valeur marchande de tous les Projets éoliens Cartier ou la détermination par les évaluateurs indépendants de la juste valeur d'un Projet éolien Cartier, les Propriétaires Cartier s'attribueront tous les Projets éoliens Cartier entre eux conformément aux principes suivants : les deux premiers Projets éoliens Cartier à être achevés seront attribués de la manière décrite ci-dessus et le total des MW des projets restants sera attribué de façon à tenir compte le plus possible du droit de propriété indivis de la Société et de TransCanada dans les Projets éoliens Cartier et les dates d'achèvement prévues demeureront aussi semblables que possible. Si les Propriétaires Cartier ne s'entendent pas sur l'attribution des Projets éoliens Cartier restants, les Propriétaires Cartier prépareront chacun leur proposition respective pour la répartition des Projets éoliens Cartier et les rajustements correspondant aux écarts de la juste valeur marchande et les présenteront à un arbitre, lequel choisira la proposition la plus raisonnable.

Après l'attribution des Projets éoliens Cartier entre les Propriétaires Cartier, le Propriétaire Cartier d'un Projet éolien Cartier donné qui lui a été attribué devra remettre à l'autre Propriétaire Cartier de ce Projet éolien Cartier la différence entre la juste valeur marchande de son droit de propriété indivis antérieur dans ce Projet éolien Cartier et la juste valeur marchande de ce Projet éolien Cartier.

#### Projets Gros Morne (propriété de 38%)

Le Projet Gros Morne, phase I et le Projet Gros Morne, phase II (collectivement, les « **Projets Gros Morne** ») sont deux phases de développement d'un même parc éolien proposé qui sont situés dans la municipalité de Mont-Louis et la municipalité de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec. Les Projets Gros Morne ont une puissance installée totale prévue de 211,5 MW (100,5 MW pour la phase I et 111 MW pour la phase II) et un rendement énergétique annuel global prévu de 657 723 MWh (312 535 MWh par année pour la phase I et 345 188 MWh par année pour la phase II). Les dates de mise en service commercial prévues pour la phase I et la phase II des Projets Gros Morne sont 2011 et 2012, respectivement. Le Projet Gros Morne, phase I devrait se composer de 67 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW, et le Projet Gros Morne, phase II devrait se composer de 74 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Les turbines GE à empennage à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage, dont 11 seront montées sur des tours en acier laminé de 65 mètres et 130 sur des tours en acier laminé de 80 mètres, produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendra un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. Les éoliennes comportent une garantie de deux ans et la Société peut acheter une garantie prolongée de trois ans. Dans le cadre de la prestation des services d'exploitation et d'entretien, GE a garanti que la disponibilité annuelle moyenne totale des éoliennes sera d'au moins 96%. Les Projets Gros Morne seront reliés au système de transport au moyen d'un poste de raccordement de 34,5 kV branché sur une ligne de transport de 230 kV qui sera construite par Hydro-Québec.

Le coût estimatif des Projets Gros Morne est de 348,5 millions de dollars. La tranche de 38% du coût d'aménagement et de construction des Projets Gros Morne de la Société devrait être financée par (i) un financement de projet sans recours pouvant être converti en un financement à long terme et (ii) les sommes reçues du produit du Placement et les flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Les Propriétaires Cartier des Projets Gros Morne sont en voie d'obtenir les approbations réglementaires requises pour la construction et l'exploitation des Projets Gros Morne. Tout délai peut avoir une incidence sur la mise en service commercial et les coûts en capital du projet. Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (« **BAPE** ») a publié son rapport d'examen et d'audiences publiques le 9 février 2009, lequel recommande l'autorisation des Projets Gros Morne, avec certaines améliorations. La superficie totale du site des Projets Gros Morne est d'environ 6 707 hectares, dont 90% sont situés sur des terres publiques. Les Propriétaires Cartier des Projets Gros Morne s'affairent actuellement à obtenir les droits d'accès à l'égard des terres privées qui se trouvent dans les Projets Gros Morne. Même si la Société ne prévoit pas avoir de difficultés à obtenir ces droits d'accès, tout retard peut avoir une incidence sur la date finale de la mise en service commercial et sur les coûts en capital du

projet. En ce qui a trait aux terres publiques, le MRNF a émis une lettre d'intention en faveur des Propriétaires Cartier des Projets Gros Morne conformément au Programme d'implantation d'éoliennes. Conformément à la lettre d'intention intervenue avec le MRNF, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRNF si les conditions sont respectées. Les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis par la réglementation applicable.

Les Projets Gros Morne sont parties au même CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, lequel expire 21 ans après le début de la mise en service commercial du Projet Gros Morne, phase I et est assujéti aux dispositions usuelles de résiliation en cas de manquement important. Les Propriétaires Cartier des Projets Gros Morne sont assujéti aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le Projet Gros Morne, phase I n'est pas mis en service commercial d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2011 et si le Projet Gros Morne, phase II n'est pas mis en service commercial d'ici le 1<sup>er</sup> 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. Aux termes du CAÉ des Projets Gros Morne, les Propriétaires Cartier des Projets Gros Morne ont convenu de livrer et de vendre un minimum de 683 071 MWh par année après la date de début de la mise en service commercial du Projet Gros Morne, phase II. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec aux termes du CAÉ des Projets Gros Morne a été établi à 65,58 \$ par MWh au 1<sup>er</sup> janvier 2004 et est rajusté conformément à l'IPC et à certains autres facteurs prévus dans ce CAÉ et est rajusté davantage pour le Projet Gros Morne, phase II.

La Société prévoit présenter une demande aux termes de l'Initiative écoÉNERGIE si elle est toujours en vigueur, ou d'un programme semblable, pour les Projets Gros Morne. Aux termes du CAÉ des Projets Gros Morne, Hydro-Québec serait toutefois autorisée à recevoir 75% des paiements incitatifs totaux, le cas échéant, que les Propriétaires Cartier des Projets Gros Morne recevraient aux termes de l'Initiative écoÉNERGIE ou d'un programme semblable.

#### Projet Montagne-Sèche (propriété de 38%)

Le Projet Montagne-Sèche est un parc éolien proposé qui est situé dans la municipalité du canton de Cloridorme, au Québec. Le parc éolien a une puissance installée prévue de 58,5 MW et un rendement énergétique annuel estimatif de 182 743 MWh. La construction du Projet Montagne-Sèche devrait débuter en 2011 et se terminer plus tard cette même année. Le Projet Montagne-Sèche devrait se composer de 39 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Les turbines à empennage à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres, produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendra un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. Les éoliennes comportent une garantie de deux ans et la Société peut acheter une garantie prolongée de trois ans. Dans le cadre de la prestation des services d'exploitation et d'entretien, GE a garanti que la disponibilité annuelle moyenne totale des éoliennes sera d'au moins 96%. Le Projet Montagne-Sèche sera relié au système de transport au moyen d'un poste de raccordement de 34,5 kV relié à une ligne de transport de 161 kV que construira Hydro-Québec.

Le coût estimatif de construction du Projet Montagne-Sèche est de 103 millions de dollars. La tranche de 38% du coût d'aménagement et de construction du Projet Montagne-Sèche de la Société devrait être financée par (i) un financement de projet sans recours pouvant être converti en un financement à long terme et (ii) les sommes reçues du produit du Placement et du Placement privé concomitant et les flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Les Propriétaires Cartier sont en voie d'obtenir les approbations réglementaires requises pour la construction et l'exploitation du Projet Montagne-Sèche. Tout délai peut avoir une incidence sur la mise en service commercial et les coûts en capital du projet. Le BAPE a publié son rapport d'examen et d'audiences publiques le 9 février 2009, lequel recommande l'autorisation du Projet Montagne-Sèche, avec certaines améliorations. La superficie totale du site du Projet Montagne-Sèche est d'environ 1 747 hectares, dont 100% sont situés sur des terres publiques. Le MRNF a émis une lettre d'intention en faveur des Propriétaires Cartier du Projet Montagne-Sèche aux termes du

Programme d'implantation d'éoliennes. Conformément à la lettre d'intention intervenue avec le MRNF, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRNF si les conditions sont respectées. Les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation applicable.

Le Projet Montagne-Sèche a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, lequel expire 20 ans après le début de la mise en service commercial du Projet Montagne-Sèche et est assujéti aux dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'un manquement important. Les Propriétaires Cartier du Projet Montagne-Sèche sont assujéti aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le Projet Montagne-Sèche n'est pas mis en service commercial d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2011, 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. Aux termes du CAÉ du Projet Montagne-Sèche, les Propriétaires Cartier ont convenu de livrer et de vendre un minimum de 191 711 MWh par année. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec, qui est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ du Projet Montagne-Sèche, se base sur le prix au 1<sup>er</sup> janvier 2004, soit 68,80 \$ par MWh, et doit être rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés.

La Société prévoit présenter une demande aux termes de l'Initiative écoÉNERGIE, si elle est toujours en vigueur, ou d'un programme semblable, pour le Projet Montagne-Sèche. Aux termes du CAÉ du Projet Montagne-Sèche, Hydro-Québec serait autorisée à recevoir 75% des paiements incitatifs totaux, le cas échéant, que les Propriétaires Cartier du Projet Montagne-Sèche reçoivent aux termes de l'Initiative écoÉNERGIE ou d'un programme semblable.

### *Projets potentiels*

Tous les Projets potentiels décrits ci-après sont à un stade préliminaire de développement ou font face à des obstacles particuliers qui réduisent les possibilités de développement à court terme. Certains des Projets potentiels ont fait l'objet d'une proposition aux termes de la Demande de propositions de 2 000 MW du Québec et n'ont pas été retenus et pourraient être soumis en réponse à des Demandes de propositions futures, certains pourraient être soumis aux termes du POS de BC Hydro, d'autres visent des Demandes de propositions futures précises et d'autres, enfin, seront disponibles pour de futures Demandes de propositions qui ne sont pas encore annoncées. On ne peut être certain que les Projets potentiels seront réalisés. Les Projets potentiels sont plus sensibles aux conditions du marché, un financement devant être obtenu pour leur développement. Par conséquent, le lecteur est prié de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Ressources en capital » pour obtenir plus d'information sur ce risque.

### Projets hydroélectriques potentiels

#### *Projets hydroélectriques potentiels en Colombie-Britannique*

#### Projet Mkw'Alts (propriété exclusive)

Le Projet Mkw'Alts est une centrale hydroélectrique potentielle au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 47,7 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 156 000 MWh. La centrale est située sur Ure Creek, un affluent du lac Lillooet, environ 11 km au sud du village de Mount Currie, en Colombie-Britannique. L'équipement de production devrait se composer de deux turbines « Pelton » de 23,85 MW alimentées par une conduite forcée de 5,5 km. Le projet comprendra une ligne de transport de 69 kV sur 26 kilomètres qui sera construite à partir du poste de raccordement de la centrale jusqu'au Projet Rutherford Creek.

Le Projet Mkw'Alts est situé sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes du *Land Act* (Colombie-Britannique). Le permis d'occupation est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 2004 et a expiré le 1<sup>er</sup> novembre 2008. Sans qu'elle y soit obligée et conformément à sa politique qui vise à entretenir des liens étroits avec les collectivités locales, la Société a tenté de négocier avec la Nation Lil'wat (Bande indienne de Mount Currie) le paiement d'une redevance tirée des produits d'exploitation bruts du Projet Mkw'Alts afin de s'assurer de l'appui et

de l'engagement de la Nation Lil'wat envers le développement du Projet Mkw'Alts. Parallèlement, et malgré la délivrance du permis d'occupation à la Société, le gouvernement de la Colombie-Britannique a entrepris des négociations directes avec la Nation Lil'wat concernant un accord de planification de l'utilisation des terres, et ce, sans consulter la Société. La Société n'a pu parvenir à un accord avec la Nation Lil'wat en raison (i) de la signification culturelle des terres pour la Nation Lil'wat et (ii) des discussions au sujet d'un accord sur la planification de l'utilisation des terres avec le gouvernement de la Colombie-Britannique et de la signature éventuelle de cet accord en avril 2008 relativement à la protection du bassin hydrologique Ure Creek. Le ministère de l'Environnement a informé la Société du non-renouvellement du permis d'occupation et a indiqué qu'aucun nouveau permis d'occupation ne serait émis en remplacement de l'ancien à moins que la Société ne parvienne à une entente avec la Nation Lil'wat.

Un permis conditionnel d'utilisation de l'eau délivré aux termes du *Water Act* (Colombie-Britannique) le 31 août 2005 autorisait le Projet Mkw'Alts à détourner et à utiliser de l'eau jusqu'à concurrence de 17,0 mètres cubes par seconde en provenance de Ure Creek. Le permis conditionnel d'utilisation de l'eau était conditionnel à l'achèvement des travaux autorisés aux termes de ce permis avant le 31 août 2008. Le 5 février 2009, la division de la gestion de l'eau du ministère de l'Environnement a envoyé un avis de proposition d'annulation du permis conditionnel d'utilisation de l'eau en raison (i) du non-achèvement des travaux autorisés aux termes du permis avant le 31 août 2008 et (ii) de l'expiration du permis d'occupation le 1<sup>er</sup> novembre 2008.

La Société évalue actuellement les options dont elle dispose relativement à la position adoptée par le gouvernement de la Colombie-Britannique concernant le permis d'occupation et le permis conditionnel d'utilisation de l'eau.

Le Projet Mkw'Alts a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite devant expirer 20 ans après le début de la mise en service commercial et assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. La date de mise en service commercial du Projet Mkw'Alts aux termes du CAÉ est le 30 septembre 2007. Si la Société est capable de résoudre les problèmes liés aux négociations avec la Nation Lil'wat, au permis d'utilisation de l'eau et au permis d'occupation, elle tentera de retarder la date prévue pour le début de la mise en service commercial et de prolonger la durée du CAÉ à 30 ans dans le cadre de ces négociations. La Société a réussi à renégocier des modalités semblables avec BC Hydro relativement au Projet Ashlu Creek et est d'avis que BC Hydro acceptera ces modifications puisque le prix auquel l'électricité est vendue aux termes du CAÉ du Projet Mkw'Alts est favorable pour BC Hydro, compte tenu du prix actuel de l'électricité sur le marché qui continue à augmenter. Le prix de base de l'électricité livrée aux termes du CAÉ du Projet Mkw'Alts est de 50,78 \$ par MWh, plus un rajustement de 6,48 \$ pour tenir compte d'une mise à niveau du système, pour un tarif total de 57,26 \$ par MWh. Ce prix est ajusté d'un pourcentage égal à 50% de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004 et chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du Projet Mkw'Alts.

En raison des problèmes auxquels la Société fait face relativement aux négociations avec la Nation Lil'wat et aux conséquences de ces négociations sur le permis conditionnel d'utilisation de l'eau et le permis d'occupation, la Société a décidé de reclasser le Projet Mkw'Alts comme un Projet potentiel plutôt qu'un Projet en développement, et ce, malgré le fait qu'un CAÉ ait été conclu pour ce projet.

#### Projet Kaipit (propriété exclusive)

Le Projet Kaipit est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 9,9 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 31 023 MWh. Le projet est situé sur la rivière Kaipit, environ 40 kilomètres au sud de Port McNeill et 16 kilomètres à l'ouest de Woss sur l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique.

Le Projet Kaipit aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau dans la conduite forcée. La conduite forcée de 4,5 kilomètres serait divisée en deux segments. Le premier segment se composerait d'une canalisation à

faible pression qui suit la courbe de niveau et le deuxième segment se composerait d'une conduite forcée à haute pression allant jusqu'à la centrale située sur la rivière Kaipit juste en amont de la route Nimpkish.

La centrale hébergerait deux turbines « Francis », chacune d'une puissance de 4,95 MW, ainsi que 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 livrer l'électricité générée par l'installation de production Kaipit jusqu'au réseau de distribution de BC Hydro consiste en la construction d'une ligne de transport de 25 kV sur 16 kilomètres le long de la route Nimpkish jusqu'à la collectivité de Woss où se trouve un poste de raccordement de BC Hydro. D'autres moyens pour assurer l'interconnexion entre la production et le transport pourraient également être évalués aux termes desquels l'électricité générée à l'installation de production Kaipit serait interconnectée soit à la ligne de 138 kV du côté à haute tension du poste de raccordement Woss, soit directement reliée à la ligne de 138 kV environ 6 kilomètres à l'est de la centrale le long de la route Nimpkish.

Le Projet Kaipit est l'un des projets que la Société pourrait soumettre au POS de BC Hydro.

#### Projet Kokish (propriété exclusive)

Le Projet Kokish est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 9,9 MW et d'un rendement énergétique annuel potentiel de 32 000 MWh. Le projet est situé sur la fourche est de la rivière Kokish, environ 10 kilomètres au sud-ouest de Port McNeill au nord de l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique.

Le Projet Kokish aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau dans la conduite forcée, laquelle serait divisée en deux segments. Le premier segment se composerait d'une canalisation à faible pression de 2 kilomètres le long d'un chemin forestier déclassé. Le deuxième segment se composerait d'une conduite forcée à haute pression le long d'un chemin forestier actif sur 0,9 kilomètre, suivi d'un autre chemin forestier déclassé jusqu'à la centrale située sur la rive ouest de la rivière Kokish, juste en amont de la confluence de la rivière Bonanza. La centrale hébergerait deux turbines « Francis » de 4,95 MW. En outre, la centrale contiendrait 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 moyen privilégié pour livrer l'électricité générée de l'installation de production Kokish sera l'interconnexion à la ligne de 138 kV au moyen d'un branchement direct environ 2,5 kilomètres à l'ouest de la centrale. D'autres moyens pour assurer l'interconnexion entre la production et le transport seront également évalués aux termes desquels l'électricité générée à l'installation de production Kokish serait interconnectée au réseau de distribution de BC Hydro par une ligne de transport de 25 kV sur 10 kilomètres le long du chemin forestier principal dans une direction nord jusqu'au système de distribution de 25 kV situé juste à l'est de Beaver Cove.

Le Projet Kokish est l'un des projets que la Société pourrait soumettre au POS de BC Hydro.

#### Projet Hurley River (propriété de 66 2/3%)

Le Projet Hurley River est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 46 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 226 171 MWh. Il est situé sur la rivière Hurley et le lac Downton, à cinq kilomètres environ de Gold Bridge dans la région de Lillooet/Pemberton, en Colombie-Britannique.

Le Projet Hurley River aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau dans une canalisation à basse pression de 3,4 kilomètres et plus loin dans une conduite forcée à haute pression de 0,7 kilomètre allant jusqu'à la



centrale. L'eau serait acheminée de la centrale au réservoir du lac Downton. L'eau viendrait augmenter le débit servant à la production d'électricité de l'installation de production Lajoie de BC Hydro.

La centrale hébergerait trois turbines « Francis » à axe horizontal de 15,3 MW, ainsi que tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, à la commutation et aux communications. La ligne de transport de 69 kV mesure environ cinq kilomètres de longueur et est reliée à un poste de raccordement existant de BC Hydro à son installation de production Lajoie.

Le 25 novembre 2008, le Projet Hurley River a été soumis en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*. BC Hydro devrait annoncer les projets retenus en juin 2009.

#### Projet Upper Lillooet River (propriété de 66 2/3%)

Le Projet Upper Lillooet River est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 74 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 270 160 MWh. Il est situé sur la rivière Lillooet, un affluent du fleuve Fraser, environ 70 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

Le Projet Upper Lillooet ferait dévier 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 un kilomètre jusqu'aux quatre turbines « 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 livrer 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.

Le 25 novembre 2008, le Projet Upper Lillooet River a été soumis en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*. BC Hydro devrait annoncer les projets retenus en juin 2009.

#### Projet Gun Creek (propriété de 66 2/3%)

Le Projet Gun Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 36 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 180 928 MWh. Il est situé dans le bassin de la rivière Bridge, environ 7 kilomètres au nord-ouest de Gold Bridge, en Colombie-Britannique.

Le Projet Gun Creek aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau. Deux options sont envisagées pour amener l'eau à la centrale : la première se composerait d'un axe vertical d'une profondeur de 130 mètres relié à un tunnel horizontal à haute pression de 4,6 kilomètres jusqu'à la centrale. La deuxième consisterait en un tunnel à basse pression horizontal d'une longueur de 1,4 kilomètre et une conduite forcée à haute pression de 1,7 kilomètre jusqu'à la centrale. Dans les deux cas, la centrale serait située sur le bord du réservoir du lac Carpenter.

La centrale hébergerait trois turbines « Pelton » à axe vertical de 12,0 MW, ainsi que tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, à la commutation et aux communications. La ligne de transport de 69 kV mesure environ six kilomètres de longueur et est reliée à un poste de raccordement existant de BC Hydro à son installation de production Lajoie.

Le 25 novembre 2008, le Projet Gun Creek a été soumis en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*. BC Hydro devrait annoncer les projets retenus en juin 2009.

#### Projet Boulder Creek (propriété de 66 2/3%)

Le Projet Boulder Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 23 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 85 720 MWh. Il serait situé sur Boulder Creek dans le bassin hydrographique de la rivière Lillooet, environ 56 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

Le Projet Boulder Creek ferait dévier partiellement l'eau du ruisseau, au moyen d'une prise d'eau menant à une conduite forcée HDPE 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 « Pelton » à axe vertical de 7,6 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 livrer 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 .

Le 25 novembre 2008, le Projet Boulder Creek a été soumis en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*. BC Hydro devrait annoncer les projets retenus en juin 2009.

#### Projet North Creek (propriété de 66 2/3%)

Le Projet North Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 16 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 59 725 MWh. Il est situé sur North Creek dans le bassin hydrographique de la rivière Lillooet, 38 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

Le Projet North Creek ferait dévier partiellement l'eau du ruisseau, au moyen d'une prise d'eau menant à une conduite forcée HDPE 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 « 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, à la commutation et aux communications.

Des études d'interconnexion préliminaires indiquent que le mode privilégié pour livrer 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.

Le 25 novembre 2008, le Projet North Creek a été soumis en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*. BC Hydro devrait annoncer les projets retenus en juin 2009.

#### Divers autres Projets Creek Power (propriété de 66 2/3%)

En plus du Projet Fitzsimmons Creek soumis en vertu du POS de BC Hydro et des cinq projets soumis en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*, Creek Power détient les droits se rapportant à 12 autres Projets potentiels dans la région sud-ouest de la Colombie-Britannique, pour lesquels la Société estime la puissance installée potentielle à plus de 50 MW. Des demandes ont été déposées pour des concessions foncières et des permis d'utilisation de l'eau pour un grand nombre de ces projets.

## *Projets hydroélectriques potentiels au Québec*

### Projet Kipawa (propriété de 48%)

Le Projet Kipawa est un projet hydroélectrique potentiel qui devrait se composer de deux centrales d'une puissance installée prévue globale de 42 MW et d'un débit annuel prévu de 240 000 MWh. Le projet est situé sur le ruisseau Gordon qui traverse la ville de Témiscaming, au Québec. Le Projet Kipawa devrait se composer d'une centrale principale d'une puissance de 37 MW, remplaçant une centrale abandonnée de 17 MW, et d'une centrale secondaire de 5 MW construite sur un barrage existant.

La centrale principale serait un projet au fil de l'eau situé dans la ville de Témiscaming. L'eau serait transportée sur une distance de 63 mètres jusqu'à la centrale au moyen d'un tunnel de 1,6 kilomètre creusé sur le côté droit de la ville. La centrale serait située près de l'ancienne centrale, sur les rives de la rivière Ottawa, et hébergerait trois unités horizontales « Francis » d'une puissance de 12,3 MW chacune.

La centrale secondaire serait située huit kilomètres en amont de la ville de Témiscaming, sur le ruisseau Gordon. La centrale serait construite à l'intérieur du canal et contiendrait une unité unique « Ecobulb Kaplan » développant une puissance de 5 MW pour un débit de 70 mètres cubes par seconde. Les deux sites éventuels sont facilement accessibles au moyen de routes pavées et sont situés près des lignes de transport.

Hydro-Québec a proposé un projet de centrale hydroélectrique de 130 MW suffisamment près du Projet Kipawa pour menacer éventuellement son débit d'eau.

Le Projet Kipawa serait aménagé en collaboration avec deux collectivités locales des Premières nations (qui détiendraient collectivement 52% du Projet Kipawa) et est soutenu par les municipalités locales. Les approbations réglementaires doivent être obtenues avant d'aller de l'avant avec ce projet.

Le Projet Kipawa pourrait être soumis à la Future Demande de propositions de 150 MW. Se reporter à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Cadre réglementaire et marché de l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la Société - Québec ».

### Projets de parcs éoliens potentiels

## *Projets de parcs éoliens potentiels au Québec*

### Projet Roussillon (propriété exclusive)

Le Projet Roussillon est un projet de parc éolien potentiel qui est situé dans les municipalités de Saint-Philippe, de La Prairie et de Saint-Jacques-le-Mineur d'une puissance installée prévue de 108 MW et d'un rendement énergétique moyen à long terme prévu d'au moins 311 000 MWh par année.

La superficie totale du Projet Roussillon est d'environ 1 456 hectares, tous situés sur des terres privées. Des conventions d'option visant l'acquisition des droits d'utilisation et des droits d'accès aux terrains requis ont été conclues avec les propriétaires terriens privés relativement à plus de 82% des terres privées afin de construire des routes et/ou d'ériger des éoliennes et des installations électriques sur leurs terres.

Une étude préliminaire d'impact environnemental à l'égard du Projet Roussillon a été remise au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec.

Le Projet Roussillon a été soumis dans le cadre de la Demande de propositions de 2 000 MW du Québec, mais n'a pas été retenu. Le Projet Roussillon ou des portions de ce projet pourraient être soumis dans le cadre de futures

Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles, y compris la Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec.

#### Projet Kamouraska (propriété exclusive)

Le Projet Kamouraska est un projet de parc éolien potentiel qui est situé dans le territoire non organisé de Picard, au Québec. Le projet a une puissance installée prévue de 124,5 MW et une production moyenne à long terme prévue d'au moins 360 000 MWh par année.

La superficie totale du Projet Kamouraska est d'environ 9 790 hectares, tous situés sur des terres publiques pour lesquelles une lettre d'intention à l'égard de l'utilisation de ces terres a été obtenue auprès du MRNF. La Société a réalisé les travaux saisonniers sur le terrain nécessaires pour les études relatives aux oiseaux et aux chauves-souris dans le cadre du Projet Kamouraska en vue de la préparation d'une éventuelle étude d'impact environnemental complète à être remise au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec.

Le Projet Kamouraska a été soumis dans le cadre de la Demande de propositions de 2 000 MW du Québec, mais n'a pas été retenu. Le Projet Kamouraska ou des portions de ce projet pourraient être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles, y compris la Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec.

#### Projet Saint-Constant (propriété exclusive)

Le Projet Saint-Constant est un projet de parc éolien potentiel qui est situé dans les municipalités de Saint-Constant et de Saint-Mathieu. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 70 MW et une production moyenne à long terme prévue d'environ 220 000 MWh par année. Le Projet Saint-Constant se composerait d'un maximum de 35 éoliennes d'une puissance de 1,5 à 2 MW chacune.

La superficie totale du Projet Saint-Constant est d'environ 624 hectares, tous situés sur des terres privées. La Société a conclu des contrats d'option visant l'utilisation de plus de 71% des terres requises pour l'emplacement projeté des éoliennes et l'infrastructure connexe comme les routes et le réseau électrique. Puisque d'autres configurations existent pour la mise en œuvre du Projet Saint-Constant, la Société est d'avis qu'obtenir les droits sur les terres restantes nécessaires ne constitue pas un risque important à la mise en œuvre de ce projet.

La Société a réalisé les travaux saisonniers sur le terrain nécessaires pour les études relatives aux oiseaux et aux chauves-souris dans le cadre du Projet Saint-Constant en vue de la préparation d'une éventuelle étude d'impact environnemental complète à être remise au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec.

Le Projet Saint-Constant ou des portions de ce projet pourraient être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles, y compris la Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec.

#### Projet Club des Hauteurs (propriété exclusive)

Le Projet Club des Hauteurs est un projet de parc éolien potentiel qui est situé dans la municipalité de L'Anse-Saint-Jean. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 195,5 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 600 000 MWh par année.

La superficie totale du Projet Club des Hauteurs est d'environ 5 249 hectares, tous situés sur des terres publiques. Le Projet Club des Hauteurs pourrait être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles.

#### Projet Haute-Côte-Nord-Est (propriété exclusive)

Le Projet Haute-Côte-Nord-Est est un projet de parc éolien potentiel qui est situé dans le territoire non organisé de Lac-au-Brochet dans la municipalité régionale de comté de Haute-Côte-Nord. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 170 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 530 000 MWh par année.

La superficie totale du Projet Haute-Côte-Nord-Est est d'environ 4 164 hectares, tous situés sur des terres publiques. Le Projet Haute-Côte-Nord-Est pourrait être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles.

#### Projet Haute-Côte-Nord-Ouest (propriété exclusive)

Le Projet Haute-Côte-Nord-Ouest est un projet de parc éolien potentiel qui est situé dans les territoires non organisés de Lac-au-Brochet et du Mont Valin, qui font respectivement partie des municipalités régionales de comté de Haute-Côte-Nord et de Fjord-du-Saguenay. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 168 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 540 000 MWh par année.

La superficie totale du Projet Haute-Côte-Nord-Ouest est d'environ 5 312 hectares, tous situés sur des terres publiques. Le Projet Haute-Côte-Nord-Ouest pourrait être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles.

#### Projet Rivière-au-Renard (propriété de 50%)

Le Projet Rivière-au-Renard est un projet de parc éolien potentiel qui est situé dans le territoire de la ville de Gaspé. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 25 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 74 000 MWh par année.

Le Projet Rivière-au-Renard est principalement situé sur des terres publiques. La Société a conclu une convention avec un titulaire de droits d'accès sur des terres privées pour obtenir l'accès au projet. Le Projet Rivière-au-Renard serait aménagé en partenariat avec les autorités locales et pourrait être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles, y compris la Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec.

#### Projet Les Méchins (propriété de 38%)

Le Projet Les Méchins est un projet de parc éolien potentiel qui est situé dans les municipalités de Grosse-Roche, Les Méchins et Saint-Jean-de-Cherbourg, au Québec. Le projet a une puissance installée prévue de 150 MW et une production moyenne à long terme prévue de 395 251 MWh par année. La Société et TransCanada détiennent respectivement en propriété indirecte 38% et 62% du Projet Les Méchins, sous réserve d'arrangements essentiellement semblables à ceux décrits précédemment aux rubriques « Projets en développement – Projets éoliens - Propriétaires Cartier et Convention de propriétaires » et « Projets en développement – Projets éoliens - Convention de séparation ».

Le Projet Les Méchins est conçu pour avoir 100 éoliennes à empannage d'une puissance de 1,5 MW chacune à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres, qui produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde.

Le site du Projet Les Méchins couvrirait environ 14 000 hectares, dont environ 40% sont situés sur des terres privées et 60% sur des terres publiques. À l'égard des terres privées, les options conclues par les propriétaires fonciers privés avant 2005 visant l'acquisition du droit de superficie et les servitudes nécessaires afin de construire des routes

et/ou d'ériger des éoliennes et des installations électriques ont expiré, et les Propriétaires Cartier du Projet Les Méchins ont conclu de nouvelles conventions d'options uniquement avec quelques propriétaires fonciers. Des négociations ont été entreprises avec la plupart des propriétaires fonciers privés et des difficultés se sont posées dans le cadre du processus d'obtention des droits de superficie et des servitudes en raison du fait que les propriétaires fonciers n'ont pas voulu autoriser que les conventions soient renouvelables pour une période additionnelle de 25 ans après l'expiration de la durée initiale de 25 ans même si les contrats d'option initiaux prévoyaient un bail de 50 ans. À l'égard des terres publiques, une lettre d'intention a été délivrée par le MRNF en faveur des Propriétaires Cartier du Projet Les Méchins aux termes du Programme d'implantation d'éoliennes. Aux termes de la lettre d'intention intervenue avec le MRNF, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRNF si les conditions sont respectées à sa satisfaction, et les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation applicable.

Le Projet Les Méchins a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, lequel expire 20 ans suivant la date à laquelle le Projet Les Méchins commence à livrer l'électricité. Aux termes du CAÉ du Projet Les Méchins, la Société devait acquérir le droit relatif aux superficies d'au moins 80% des terres privées nécessaires au projet au plus tard le 1<sup>er</sup> février 2008. Cette exigence n'a pas été remplie à cette date et la Société pourrait être en défaut aux termes du CAÉ du Projet Les Méchins si elle ne corrige pas le défaut dans les 60 jours de la réception d'un avis de ce défaut d'Hydro-Québec. Aucun avis de défaut n'a été reçu d'Hydro-Québec jusqu'à ce jour. De plus, le délai d'acquisition des droits fonciers nécessaires pourrait faire en sorte que la Société ne puisse pas réaliser en temps opportun d'autres étapes clés nécessaires au développement du Projet Les Méchins, y compris la date du début de livraison de l'électricité. La Société a garanti que cette date ne dépasserait pas le 1<sup>er</sup> décembre 2009.

Aux termes du CAÉ du Projet Les Méchins, les Propriétaires Cartier du Projet Les Méchins ont convenu de livrer et de vendre une quantité minimum d'électricité de 395 251 MWh par année. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec, lequel est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ du Projet Les Méchins, se base, jusqu'à une certaine quantité, sur le prix au 1<sup>er</sup> janvier 2004, soit 71,81 \$ par MWh, et doit être rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés.

Conformément au contrat relatif à la fourniture des turbines, GE a informé la Société qu'elle y mettait fin. Par suite de la résiliation de ce contrat, la Société a interrompu les négociations avec les propriétaires privés en vue du renouvellement des options expirées. De plus, les conditions imposées pour l'obtention des permis environnementaux, y compris la relocalisation d'éoliennes sur le site, compromettent la faisabilité du Projet.

La Société est en train de déterminer si le Projet Les Méchins est toujours viable compte tenu (i) de la résiliation du contrat de fourniture des turbines, (ii) de la décision des propriétaires privés de ne pas renouveler les options selon les mêmes conditions que les options initiales sur lesquelles la soumission faite dans le cadre de la Demande de propositions était fondée et (iii) des exigences environnementales qui se traduiront par la relocalisation d'éoliennes. La Société et ses partenaires se sont engagés à explorer toutes les options possibles afin d'achever le Projet Les Méchins, y compris la relocalisation des éoliennes sur les terres publiques et la négociation d'un contrat avec un autre fournisseur de turbines qui respecte les conditions applicables de la Demande de propositions. Néanmoins, compte tenu de la situation actuelle, la Société et ses partenaires sont dans l'impossibilité d'achever le Projet Les Méchins avant la date de mise en service commerciale fixée au 1<sup>er</sup> décembre 2009 dans le CAÉ avec Hydro-Québec. La Société, conjointement avec Hydro-Québec, évalue la possibilité de modifier le CAÉ en conséquence. Pour ces raisons, la Société classe le Projet Les Méchins dans les Projets potentiels plutôt que dans les Projets en développement en dépit du fait qu'un CAÉ a été conclu pour ce projet. Voir également la rubrique « Facteurs de risque — Relation avec Hydro-Québec ».

### *Projets de parcs éoliens potentiels en Colombie-Britannique*

La Société a repéré les projets potentiels de parcs éoliens suivants en Colombie-Britannique, soit le Projet Carp Forest, le Projet Crater Mountain, le Projet Poplar Hills, le Projet Nulki Hills, le Projet Tatuk Lake, le Projet Trachyte Hills et le Projet Vancouver Island Range (les « **Projets de parcs éoliens potentiels de la Colombie-Britannique** ») pour lesquels la Société évalue la puissance installée prospective à 475 MW.

Même s'il est prévu que les Projets de parcs éoliens potentiels en Colombie-Britannique seront détenus exclusivement par la Société, il est possible que les participations de la Société dans un ou plusieurs de ces projets soient éventuellement partagées avec un partenaire stratégique.

#### Projet Carp Forest (propriété exclusive)

Le Projet Carp Forest est un parc éolien potentiel qui est situé à environ 75 kilomètres au nord-ouest de Prince George, dans la région intérieure centrale de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Carp Forest pourrait se composer de 50 éoliennes ayant une puissance totale installée prévue de 125 MW, toutes aménagées sur des terres publiques.

Un permis d'occupation et un permis d'investigation à l'égard d'une superficie de 4 811 hectares ont été accordés par l'Integrated Land Management Bureau. Le permis d'investigation assure une réclamation territoriale de premier rang et empêche d'autres demandes de terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le 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.

Le Projet Carp Forest est situé à environ 40 kilomètres d'une ligne de transport de 230 kV de BCTC et à 30 kilomètres d'une ligne de transport de 69 kV de BCTC.

#### Projet Crater Mountain (propriété exclusive)

Le Projet Crater Mountain est un parc éolien potentiel qui est situé à environ 30 kilomètres au sud-sud-est de Princeton, dans la région Thompson Okanagan, en Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Crater Mountain pourrait se composer de 30 éoliennes ayant une puissance totale installée prévue de 45 MW, toutes aménagées sur des terres publiques.

Un permis d'occupation et un permis d'investigation à l'égard d'une superficie de 1 454 hectares ont été accordés par l'Integrated Land Management Bureau. Le permis d'investigation assure une réclamation territoriale de premier rang et empêche d'autres demandes de terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le 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.

Le Projet Crater Mountain est situé à environ 20 kilomètres d'une ligne de transport 138 kV de BCTC.

#### Projet Poplar Hills (propriété exclusive)

Le Projet Poplar Hills est un parc éolien potentiel qui est situé à environ 40 kilomètres au nord-ouest de Fort Nelson, au nord-est de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Poplar Hills pourrait se composer de 190 éoliennes ayant une puissance totale installée prévue de 475 MW.

Un permis d'occupation et un permis d'investigation à l'égard d'une superficie de 10 876 hectares ont été accordés par l'Integrated Land Management Bureau. Le permis d'investigation assure une réclamation territoriale de premier rang et empêche d'autres demandes de terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le 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.

La ligne de transport de 138 kV de l'Alberta Power Limited située environ 70 kilomètres du Projet Poplar Hills ne peut actuellement soutenir qu'une puissance d'environ 150 MW.

#### Projet Nulki Hills (propriété exclusive)

Le Projet Nulki Hills est un parc éolien potentiel qui est situé à environ 35 kilomètres au sud de Vanderhoof, dans la région intérieure centrale de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Nulki Hills pourrait se composer de 25 éoliennes ayant une puissance totale installée prévue de 50 MW, toutes aménagées sur des terres publiques.

Un permis d'occupation et un permis d'investigation à l'égard d'une superficie de 2 245 hectares ont été accordés par l'Integrated Land Management Bureau. Le permis d'investigation assure une réclamation territoriale de premier rang et empêche d'autres demandes de terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le 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. Une tour météorologique a été installée à Nulki Hills à l'automne 2008.

Le Projet Nulki Hills est situé à environ 24 kilomètres d'une ligne de transport de 230 kV de BCTC et d'une ligne de transport de 69 kV de BCTC.

#### Projet Tatuk Lake (propriété exclusive)

Le Projet Tatuk Lake est un parc éolien potentiel qui est situé à environ 50 kilomètres au sud-ouest de Vanderhoof, dans la région centrale intérieure de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Tatuk Lake pourrait se composer de 70 éoliennes ayant une puissance totale installée prévue de 175 MW, toutes aménagées sur des terres publiques.

Un permis d'occupation et un permis d'investigation à l'égard d'une superficie de 4 890 hectares ont été accordés par l'Integrated Land Management Bureau. Le permis d'investigation assure une réclamation territoriale de premier rang et empêche d'autres demandes de terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le 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.

Le Projet Tatuk Lake est situé à environ 30 kilomètres d'une ligne de transport de 230 kV de BCTC ou à 31 kilomètres d'une ligne de transport de 36 kV de BCTC.

#### Projet Trachyte Hills (propriété exclusive)

Le Projet Trachyte Hills est un parc éolien potentiel qui est situé à environ 10 kilomètres à l'ouest de Cache Creek, dans la région Thompson Okanagan, en Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Trachyte Hills pourrait se composer de 35 éoliennes ayant une puissance totale installée prévue de 52,5 MW, toutes aménagées sur des terres publiques.



Un permis d'occupation et un permis d'investigation à l'égard d'une superficie de 4 089 hectares ont été accordés par l'Integrated Land Management Bureau. Le permis d'investigation assure une réclamation territoriale de premier rang et empêche d'autres demandes de terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le 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.

Le Projet Trachyte Hills est situé à moins de 10 kilomètres de plusieurs lignes de transport de BCTC.

#### Projet Vancouver Island Range (propriété exclusive)

Le Projet Vancouver Island Range est un parc éolien potentiel qui est situé à environ 26 kilomètres au sud de Port Hardy dans le nord de l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Vancouver Island Range pourrait se composer de 30 éoliennes ayant une puissance totale installée prévue de 60 MW.

La zone exploitable totale du Projet Vancouver Island Range couvre une superficie d'environ 550 hectares, exclusivement sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été soumise à l'Integrated Land Management Bureau à l'égard de cette zone. Le permis d'investigation, s'il était accordé, permettrait l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnerait une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation assurerait une réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandes de terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le Projet Vancouver Island Range est situé à deux kilomètres environ d'une ligne de transport de 138 kV de BCTC

#### Autres occasions – Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec

Par suite de l'adoption du *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires* le 29 octobre 2008, Hydro-Québec devrait lancer une Demande de propositions visant 250 MW de projets de parcs éoliens communautaires en 2009 (la « **Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec** »). Se reporter à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Cadre réglementaire et marché de l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la Société – Québec ».

Certains des Projets potentiels pourraient être soumis en vertu de la Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec, selon le prix de vente révisé de l'électricité qui sera fixé dans le cadre de cette Demande de propositions.

#### Autres occasions – Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens autochtones au Québec

Par suite de l'adoption du *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones* le 29 octobre 2008, Hydro-Québec devrait lancer une Demande de propositions visant 250 MW de projets de parcs éoliens autochtones en 2009 (la « **Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens autochtones au Québec** »). Se reporter à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Cadre réglementaire et marché de l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la Société – Québec ».

Certains des Projets potentiels pourraient être soumis en vertu de la Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens autochtones au Québec, selon le prix de vente révisé de l'électricité qui sera fixé dans le cadre de cette Demande de propositions.

## *Relation avec le Fonds*

Le Fonds est un émetteur assujéti coté en Bourse dont les parts sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « IEF.UN ». Par l'entremise de ses filiales, le Fonds exerce ses activités de production, d'accumulation, de transport, de distribution, d'achat et de vente d'électricité, et il possède, exploite et loue des éléments d'actif et des biens utilisés dans le cadre de l'exercice de ces activités. En outre, le Fonds investit et détient d'autres droits directs ou indirects dans des sociétés ou autres entités exerçant des activités de production, d'accumulation, de transport, de distribution, d'achat et de vente d'électricité et d'autres activités accessoires ou connexes. Le Fonds détient indirectement des participations dans 10 centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens d'une puissance installée totale de 339,9 MW situés dans les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que dans l'État de l'Idaho. Les installations du Fonds sont exploitées aux termes de CAÉ à prix fixe et à long terme avec des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité.

Le Fonds a pour objectif d'assurer et de rehausser la stabilité ainsi que la viabilité de l'encaisse distribuable par part à ses porteurs de parts et, dans la mesure du possible, d'accroître le montant de l'encaisse distribuable par part en améliorant les pratiques d'exploitation actuelles de ses centrales et en effectuant des investissements supplémentaires dans des centrales électriques, conformément aux lignes directrices établies par le Fonds à cet égard. Des renseignements supplémentaires à l'égard du Fonds peuvent être obtenus à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Ces renseignements ne sont pas intégrés par renvoi à la présente notice annuelle.

La Société détient 4 724 409 parts du Fonds, soit environ 16,1% des parts émises et en circulation du Fonds. La Société croit que son investissement dans le Fonds lui permettra de bénéficier davantage de la croissance et des perspectives de l'industrie de l'énergie renouvelable en Amérique du Nord et des flux de trésorerie stables et diversifiés du Fonds afin de financer ses projets d'aménagement.

## Gestion du Fonds

### *La Convention d'administration*

Aux termes d'une convention intervenue le 6 décembre 2007 entre la Société et le Fonds, laquelle a modifié et mis à jour une convention d'administration datée du 25 juin 2003 (la « **Convention d'administration** »), la Société fournit certains services administratifs et de soutien au Fonds, notamment les services nécessaires pour s'assurer que le Fonds respecte ses obligations d'information continue aux termes de la législation sur les valeurs mobilières applicable.

La Convention d'administration prévoit que toutes les charges d'exploitation engagées par la Société relativement à la prestation de ces services sont facturées au Fonds jusqu'à un montant annuel maximum de 109 957 \$ en 2008, sous réserve d'une augmentation annuelle égale au taux d'inflation de l'IPC. La Société est autorisée à recevoir le remboursement des dépenses raisonnables engagées pour le compte du Fonds, notamment les frais juridiques et les frais de vérification ainsi que la rémunération des fiduciaires.

### *La Convention de gestion*

Aux termes d'une convention intervenue le 6 décembre 2007 entre la Société et le Fonds, laquelle a modifié et mis à jour une convention de gestion datée du 25 juin 2003 (la « **Convention de gestion** »), la Société fournit des services de gestion au Fonds. Ces services consistent à : (i) superviser les activités des installations détenues par le Fonds et administrer les investissements du Fonds; (ii) aider le Fonds à élaborer, à mettre en oeuvre et à superviser un plan stratégique; (iii) aider le Fonds à élaborer un plan d'affaires annuel qui comprend les budgets d'exploitation et de dépenses en immobilisations; (iv) aider le Fonds à élaborer des stratégies d'acquisition, à examiner et à analyser la faisabilité d'acquisitions éventuelles; (v) effectuer les acquisitions ou les cessions et obtenir les financements

connexes nécessaires à ces opérations; (vi) aider dans le cadre de tout financement du Fonds; et (vii) aider le Fonds dans le cadre de la préparation, de la planification et de la coordination des réunions des fiduciaires.

La Convention de gestion prévoit que la Société a le droit à un remboursement de ses frais d'exploitation réguliers engagés dans l'exercice de ses fonctions aux termes de la Convention de gestion jusqu'à un montant annuel maximum lequel est assujéti à une augmentation annuelle correspondant au taux d'inflation de l'IPC. Le montant maximum pouvant être demandé pour des services réguliers était de 939 895 \$ en 2008 et a été facturé. Un montant supplémentaire de 251 756 \$ a été facturé en 2008 pour des services liés à l'acquisition de la participation du Fonds dans le Parc éolien Anse-à-Valleau et le Parc éolien Baie-des-Sables ainsi que l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulations de IHI Hydro Inc. En outre, un montant de 112 377 \$ a été facturé pour des services non prévus à la Convention de gestion. En outre, la Société a également droit à des honoraires incitatifs annuels en fonction des hausses de l'encaisse distribuable par part du Fonds correspondant à 25% de l'encaisse distribuable annuelle par part du Fonds supérieures à 0,925 \$. Afin de déterminer l'encaisse distribuable servant au calcul des honoraires incitatifs, l'impôt lié aux modifications apportées à l'imposition des fiducies publiques en 2007 est exclu. Les honoraires incitatifs liés aux augmentations de l'encaisse distribuable par part de fiducie du Fonds ont pour objet d'inciter la Société à maximiser l'encaisse distribuable par part de fiducie du Fonds. Des honoraires incitatifs de 735 107 \$ ont été reçus pour la période terminée le 31 décembre 2008.

#### *La Convention de services*

Aux termes d'une convention intervenue le 6 décembre 2007 entre la Société, le Fonds et certaines autres filiales du Fonds, laquelle a modifié et mis à jour une convention de services datée du 25 juin 2003 (la « **Convention de services** »), la Société fournit des services de gestion au Fonds et à ses filiales en propriété exclusive pour l'exploitation et la gestion des centrales et parcs éoliens du Fonds. Aux termes de la Convention de services, la Société supervise les activités des centrales et parcs éoliens conformément aux pratiques prudentes de l'industrie et à un plan d'exploitation annuel élaboré par la Société et approuvé par le Fonds. Toutes les dépenses d'exploitation et dépenses remboursables engagées par la Société dans le cadre de la prestation de ces services lui sont remboursées.

#### *Durée des conventions*

La Convention de gestion, la Convention d'administration et la Convention de services (collectivement, les « **Conventions avec le Fonds** ») seront en vigueur jusqu'au 4 juillet 2030. Les Conventions avec le Fonds seront renouvelées pour des périodes successives de cinq ans, à moins que le Fonds ne donne un avis de non-renouvellement au moins six mois avant expiration du terme. Les Conventions avec le Fonds peuvent être résiliées par l'une ou l'autre des parties lors de la survenance d'un cas de défaut usuel. La Convention de gestion peut également être résiliée (i) par le Fonds advenant un désaccord important entre le gestionnaire et les fiduciaires d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation qui sont « non reliés » à la Société, sur remise d'un préavis de 90 jours; ou (ii) par la Société, dans l'exercice suivant un changement de contrôle du Fonds. Dans l'un ou l'autre de ces cas, le gestionnaire est autorisé à recevoir une compensation en espèces de 10 000 000 \$. Après une telle résiliation, le Fonds ne sera plus tenu de payer des frais à la Société aux termes de la Convention de gestion, y compris les honoraires incitatifs annuels décrits à la rubrique « Convention de gestion », qui se sont établis à 735 107 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Un changement de contrôle du Fonds survient si une personne devient propriétaire véritable de plus de 25% des parts du Fonds. Toute partie à la Convention d'administration ou à la Convention de services peut résilier ces conventions lors de la résiliation de la Convention de gestion.

#### Entente de coopération

Aux termes d'une entente intervenue le 6 décembre 2007 entre le Fonds et la Société, laquelle a modifié et mis à jour une entente de coopération datée du 25 juin 2003 (l'« **Entente de coopération** »), chacune des parties à la convention accorde un droit de première offre à l'autre partie à l'égard de l'un ou l'autre de ses projets de production

d'énergie qu'elle désire vendre ou prévoit offrir à un tiers acheteur. Cependant, ce droit de première offre ne s'applique pas à un partenaire existant ou futur de chaque partie ayant négocié un tel droit de première offre avec cette partie à l'égard d'un projet et qui a indiqué par écrit à cette partie son intention d'exercer son droit de première offre à l'égard d'une offre de vendre une participation dans un projet. L'Entente de coopération prévoit également que, si l'une ou l'autre des parties fait l'acquisition d'actifs de production d'énergie d'un tiers et vend par la suite ces actifs à l'autre partie dans une période de 12 mois suivant leur acquisition initiale, le vendeur n'a droit à aucune rémunération, à l'exception du remboursement des coûts et dépenses qu'il a engagés à cet égard.

### *Environnement concurrentiel*

La Société fait affaire dans le secteur de l'énergie au Canada et est sensible à l'offre et la demande d'électricité dans les provinces où elle fait affaire, à la disponibilité des lignes de transport import/export et à la conjoncture économique générale au Canada et aux États-Unis. Au sein de ce secteur, la Société subit la concurrence provenant de grands services publics comme de petits 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 foncièrement cyclique et saisonnière en raison de la dépendance de l'industrie envers les conditions météorologiques pour la disponibilité des ressources éoliennes et en eau pour la production d'électricité.

Les effets du caractère cyclique de l'industrie sur la Société sont réduits par le fait que des CAÉ d'une durée de 20 ans ou plus ont été conclus à l'égard de tous les Projets en développement avec CAÉ et que la totalité des Installations en opération vendent de l'électricité aux termes de CAÉ comportant une durée restante d'au moins cinq ans, réduisant ainsi l'exposition de la Société aux fluctuations du prix de l'électricité. Les effets du caractère saisonnier de l'industrie sur la Société sont réduits par le fait que les installations et les projets dans lesquels la Société détient des participations jouissent d'une diversité géographique (soit les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que l'État de l'Idaho) et sont séparés entre centrales de production d'hydroélectricité et parcs éoliens, réduisant ainsi la dépendance de la Société envers une seule ressource naturelle dans une région donnée.

### *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 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 opération, lesquels sont imputés aux frais d'exploitation à mesure qu'ils sont engagés. Ces frais sont toutefois minimes.

## *Personnel*

La Société compte 49 employés et supervise 14 employés des entités d'exploitation, détenues directement ou indirectement par le Fonds, aux termes des Conventions avec le Fonds. Ce personnel comprend 19 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 14 employés à l'aménagement et à la construction et 21 employés 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. Les facteurs de risque suivants sont présentés par ordre d'importance.

### *Mise en oeuvre de la stratégie*

La stratégie de la Société afin de créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à créer des installations de production d'énergie de haute qualité qui produisent des flux de trésorerie durables et croissants, dans le but d'obtenir des rendements sur le capital investi. Toutefois, rien ne garantit que la Société sera en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie de haute qualité à des prix attractifs pour poursuivre sa croissance.

La mise en oeuvre 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 commercial 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 et la construction de nouvelles installations éventuelles ainsi que la croissance des Projets en développement et des Projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés au moyen des flux de trésorerie générés par les activités de la Société, du placement de la Société dans le Fonds, d'emprunts ou de ventes d'actions supplémentaires. Dans la mesure où 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 sera 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.

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 de la performance de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait impliquer 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 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.

### ***Crise économique et financière actuelle***

Au moment de la publication de la présente notice annuelle, il existait des défis importants relativement à l'obtention de financement par capitaux propres et par emprunts par suite de la crise économique et financière mondiale. Par conséquent, la Société ne peut garantir que le financement supplémentaire requis pour l'aménagement et la construction des Projets en développement et des Projets potentiels se matérialisera en temps opportun, pourra être obtenu selon des conditions commerciales acceptables ou même qu'il sera disponible. 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.

### ***Régime hydrologique et éolien***

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.

### ***Investissement dans le Fonds***

La Société possède une participation importante dans le Fonds. Par conséquent, les investisseurs de la Société seront assujettis aux risques auxquels la Société sera confrontée à titre de porteur de parts important du Fonds. Les risques liés à un investissement dans le Fonds sont décrits dans les documents d'information continue du Fonds, qui se trouvent sur le site web de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) (et qui ne sont pas intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle).

Jusqu'à ce que d'autres Projets en développement soient mis en service commercial, la capacité de la Société à payer l'intérêt et les autres charges d'exploitation ainsi qu'à remplir ses obligations sera en partie tributaire de la réception de fonds suffisants de son placement dans le Fonds. La possibilité que la Société reçoive des distributions de l'encaisse distribuable du Fonds dépendra de la situation financière et de la solvabilité du Fonds. Rien ne garantit que le Fonds continuera de verser des distributions en espèces de la même façon que par le passé.

### ***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 et 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.

### ***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 redevance 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 imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

### ***Rendement des projets***

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 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, 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 crédits bancaires à taux variable utilisées pour le financement de construction. 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 difficile à prévoir.

### ***Effet de levier financier et clauses restrictives***

Les activités de la Société sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : (i) la capacité de la Société 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 pourrait devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elle tirera de ses activités au paiement du capital et des intérêts sur sa dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour ses activités futures; (iii) certains des emprunts de la Société seront à des taux d'intérêt variables, ce qui l'exposera au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et (iv) la Société pourra être plus vulnérable aux ralentissements de l'économie et limitée dans sa capacité à se mesurer à la concurrence.

La Société est assujettie 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 la capacité 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 de la Société ou du capital, à verser des distributions, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la Société à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la Société et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la Société peut être tenue 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 de faire croître son 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.

### ***Convention de séparation***

La Société a une participation indivise de 38% dans quatre projets de parcs éoliens. De plus, la Société détient indirectement, par l'entremise de son placement de 16,1% en parts du Fonds, une tranche de la participation de 38% des droits indivis du Fonds dans le Parc éolien Anse-à-Valleau et le Parc éolien Baie-des-Sables. TransCanada est l'autre propriétaire indivis de la participation restante de 62% dans la totalité des six projets de parcs éoliens. La Société et TransCanada ont conclu la Convention de séparation qui décrit le processus qui s'appliquera si l'un des Propriétaires Cartier demande la séparation des Projets éoliens Cartier. Dès que deux Projets éoliens Cartier seront complètement achevés, la Convention de séparation permet à l'un des Propriétaires Cartier de demander, entre le 31<sup>e</sup> et le 60<sup>e</sup> jour qui suit la date de l'achèvement complet du deuxième projet le partage de tous les Projets éoliens Cartier. La date d'achèvement complet du second Projet éolien Cartier n'a pas encore été établie. Se reporter à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société – Projets en développement – Projets éoliens – Convention de séparation ».

### ***Relation avec Hydro-Québec***

Les CAÉ des Projets éoliens Cartier, y compris le CAÉ du Projet Les Méchins, prévoient certaines pénalités qui pourraient devoir être payables à Hydro-Québec à la survenance d'un cas de défaut, sous réserve de certains montants prévus à cet égard. Si ces pénalités devenaient payables à Hydro-Québec, elles seraient valablement assumées dans une proportion de 38% par la Société. Se reporter à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société – Projets potentiels - Projets de parcs éoliens potentiels au Québec – Projet Les Méchins (propriété de 38%) ».



### ***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 futurs 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.

### ***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 partenaires***

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 rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la Société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la Société de réaliser les projets conformément à l'échéancier et de respecter ses engagements aux termes des CAÉ.

## *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 ne résultera 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 satisfaites avant la construction, au cours de la construction, et au cours de 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. Se reporter à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société – Projets en développement ».

## *Réglementation et politique*

Le développement 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 modifiées, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation des coûts, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur les bénéfices et sur le capital et des taxes municipales.

La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses installations. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de l'entreprise de la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des installations. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces installations, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés. 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 déboursier le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la Société.

## *Obtention de nouveaux CAÉ*

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 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 sera choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'une Demande de propositions en particulier ou qu'un CAÉ existant sera renouvelé ou le sera moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs modalités respectives.

### ***Capacité à obtenir les terrains appropriés***

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

### ***Dépendance envers les CAÉ***

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

### ***Dépendance envers les systèmes de transmission***

La capacité de la Société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers réseaux de transmission de chaque juridiction. Une défaillance des moyens de transmission existants ou une capacité de transmission 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 permettra 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.

### ***Santé, sécurité et 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 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 sérieuse 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.

### ***Catastrophes naturelles; force majeure***

Les installations et les activités de la Société risquent de subir des dommages, des pertes partielles ou complètes, causés notamment par des désastres naturels (p. ex., inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), et des défauts du matériel. La survenance d'événements importants qui suspendent la capacité des actifs de production d'énergie de la Société de produire ou de vendre de l'énergie au cours d'une période prolongée, notamment des événements qui empêchent les clients existants aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités de la Société. Les actifs de production d'énergie de la Société pourraient subir les effets de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'événements éventuellement catastrophiques, tel qu'un accident ou incident majeur. Dans un tel cas, il se peut que

la Société doit 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 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.

### ***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. Se reporter à la rubrique « Litiges en cours ».

### ***Responsabilités non divulguées relativement à l'Acquisition d'Innergex II***

Dans le cadre de l'Acquisition d'Innergex II, la Société pourrait ne pas avoir cerné certaines responsabilités dans le cadre de sa vérification diligente préalable à la clôture de l'Acquisition d'Innergex II. En outre, certaines circonstances peuvent exister à l'égard d'Innergex II dont la Société n'a pas connaissance, mais qui pourraient mener à des responsabilités futures et, dans tous les cas, la Société n'aurait pas de recours à l'encontre des Investisseurs institutionnels aux termes de la convention d'achat applicable à l'Acquisition d'Innergex II. Tout particulièrement, dans la mesure où avant la clôture de l'Acquisition d'Innergex II, Innergex II ne s'est pas conformée aux lois applicables ou les a enfreintes, y compris les lois en matière d'environnement, de santé et de sécurité, la Société sera légalement et financièrement responsable de ces infractions. La découverte de responsabilités importantes à la suite de l'Acquisition d'Innergex II pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

### ***Responsabilités non divulguées relativement à la disposition préalable des centrales***

Innergex II a vendu de nombreuses centrales de production d'électricité au Fonds, notamment les installations de Rutherford Creek, Horseshoe Bend, Anse-à-Valleau et Baie-des-Sables. Par l'entremise d'Innergex II, la Société peut, aux termes des conventions qui régissent ces acquisitions, être tenue d'indemniser le Fonds dans certaines circonstances, y compris en cas de violation des déclarations et garanties qui y sont prévues. Si la Société devait

réellement encourir une responsabilité importante aux termes des conventions qui régissent ces acquisitions, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

### *Conflits d'intérêts éventuels*

Aux termes des Conventions de gestion, la Société est responsable de tous les services en matière de gestion et d'administration à l'égard des activités du Fonds. Comme la Société et le Fonds sont des concurrents potentiels dans le secteur de l'énergie au Canada, les responsabilités de la Société en tant que gestionnaire et administrateur du Fonds peuvent entrer en conflit avec les intérêts de ses actionnaires.

## **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 des circonstances, 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. À l'heure actuelle, la Société prévoit conserver ses bénéfices futurs afin de financer sa croissance et ne prévoit donc pas payer de dividendes dans un avenir prévisible.

Depuis le Placement, la Société n'a versé aucun dividende sur ses actions ordinaires. Toutefois, immédiatement avant le Placement, la Société a déclaré et payé, sur ses actions ordinaires alors en circulation, des dividendes d'un montant total de 6 029 987 \$.

## **7. STRUCTURE DU CAPITAL**

Le capital 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 série. Au 25 mars 2009, 23 500 000 actions ordinaires étaient émises et en circulation et aucune action privilégiée n'était émise et en circulation.

### *Actions ordinaires*

Sous réserve des droits prioritaires des porteurs d'actions privilégiées (aucune n'étant actuellement émise), 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 à même 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'une autre distribution 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 payés ou distribués également et à rang égal 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. Aucune action privilégiée n'est émise ni en circulation.

À l'égard du paiement des dividendes et de la distribution de l'actif ou du rendement 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 (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*).

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 d'actions privilégiées, peut, à son gré, racheter la totalité ou de temps à autre toute partie des actions privilégiées en circulation en versant à leurs porteurs, pour chaque action ainsi rachetée, le prix de rachat par action et tous les dividendes déclarés sur les actions et non payés. 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, ainsi que tous les dividendes déclarés et impayés sur ces mêmes actions.

La Société peut en tout temps ou de temps à autre acheter à des fins d'annulation la totalité ou toute 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 actuel 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 ces mêmes actions.

## 8. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS ORDINAIRES

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

Le tableau ci-après indique la fourchette des cours, en dollars canadiens, ainsi que le volume quotidien moyen des opérations sur les actions ordinaires à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé.

	<b>Cours le plus élevé</b>	<b>Cours le plus bas</b>	<b>Volume moyen quotidien</b>
Janvier 2008	14,00 \$	11,55 \$	9 784
Février 2008	11,80 \$	10,92 \$	9 733
Mars 2008	11,03 \$	10,65 \$	18 176
Avril 2008	10,95 \$	10,18 \$	17 102
Mai 2008	11,21 \$	8,25 \$	52 889
Juin 2008	9,10 \$	7,55 \$	35 089
Juillet 2008	7,95 \$	6,76 \$	44 888
Août 2008	7,59 \$	7,20 \$	7 739
Septembre 2008	8,00 \$	6,80 \$	20 232
Octobre 2008	7,55 \$	6,35 \$	12 554
Novembre 2008	7,30 \$	4,95 \$	22 305
Décembre 2008	5,60 \$	2,60 \$	14 159

## 9. ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

### Administrateurs

Le tableau suivant indique le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chaque administrateur, sa fonction principale et la période durant laquelle il a été 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	Fonction principale	Actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles un contrôle ou une emprise est exercé <sup>(1)</sup>	% des actions ordinaires
PIERRE BRODEUR <sup>(2) 4)7)</sup> St-Bruno, Québec Canada	2007	Administrateur de sociétés	2 000	0,009%
WILLIAM A. LAMBERT <sup>(2)</sup> Toronto, Ontario Canada	2007	Associé de Birch Hill Equity Partners <sup>(3)</sup>	Néant <sup>(3)</sup>	Néant <sup>(3)</sup>
RAYMOND LAURIN <sup>(4) 6)</sup> Lévis, Québec Canada	2007	Premier vice-président et chef de la direction financière du Mouvement des caisses Desjardins et chef de la direction financière de la Caisse centrale Desjardins	600	0,003%
GILLES LEFRANÇOIS, CA Longueuil, Québec Canada	2003	Président exécutif du conseil d'administration de la Société	582 769	2,48%
MICHEL LETELLIER, MBA Candiac, Québec Canada	2003	Président et chef de la direction de la Société	407 292	1,73%
SUSAN M. SMITH <sup>(2)</sup> Toronto, Ontario Canada	2007	Administratrice de sociétés	1 000	0,004%
CYRILLE VITTECOQ <sup>(4) 5)</sup> Montréal, Québec Canada	2007	Vice-président, Investissements de la Caisse de dépôt et placement du Québec	Néant <sup>(5)</sup>	Néant <sup>(5)</sup>

(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 rémunération, de régie d'entreprise et de candidatures.

(3) M. Lambert est un associé de Birch Hill Equity Partners qui gère certains placements du Groupe TD Capital Limitée, y compris les 2 426 379 actions ordinaires de la Société qu'elle détient actuellement, soit environ 10,3% des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.

(4) Membre du comité de vérification.

(5) M. Vittecoq est vice-président, Investissements de la CDPQ qui détient 2 426 379 actions ordinaires de la Société, soit environ 10,3% des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.

(6) M. Laurin est premier vice-président et chef de la direction financière du Mouvement des caisses Desjardins et chef de la direction financière de la Caisse centrale Desjardins. Mouvement des caisses Desjardins détient 2 426 379 actions ordinaires de la Société, soit environ 10,3% des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.

(7) M. Brodeur est administrateur principal.



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 M. William A. Lambert qui, avant janvier 2006, était administrateur délégué de Groupe TD Capital Limitée, et M. Raymond Laurin qui, avant mai 2008, était Directeur exécutif du Régime de rentes du Mouvement Desjardins à la Fédération des caisses Desjardins.

### ***Membres de la haute direction***

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

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Membre de la haute direction depuis</u>	<u>Fonction/poste principal</u>
GILLES LEFRANÇOIS, CA Longueuil, Québec Canada	2003	Président exécutif du Conseil d'administration
MICHEL LETELLIER, MBA Candiac, Québec Canada	2003	Président et chef de la direction
JEAN PERRON, CA, CMA Brossard, Québec Canada	2003	Vice-président et chef de la direction financière
MICHÈLE BEAUCHAMP, LL.B, LL.M. Lachine, Québec Canada	2004	Vice-présidente – Affaires juridiques et secrétaire corporatif
RICHARD BLANCHET, P. ING., M. SC. North Vancouver, Colombie-Britannique Canada	2003	Vice-président Région de l'Ouest – Énergie hydroélectrique
NORMAND BOUCHARD, ING. Île-Bizard, Québec Canada	2003	Vice-président – Énergie éolienne
RENAUD DE BATZ, géologue, M.Sc., MBA Beaconsfield, Québec Canada	2005	Vice-président Région de l'Est – Énergie hydroélectrique
GUY DUFORT St-Romuald, Québec Canada	2005	Vice-président – Affaires publiques
PETER GROVER, ING. St-Bruno, Québec Canada	2005	Vice-président - Gestion de projets
FRANÇOIS HÉBERT Bromont, Québec Canada	2003	Vice-président – Exploitation et entretien
JEAN TRUDEL, MBA Montréal, Québec Canada	2003	Vice-président - Finances et relations avec les investisseurs

Au cours des cinq dernières années, chacun des membres de la haute direction susmentionnés a exercé ses fonctions principales actuelles ou d'autres fonctions de direction auprès de la Société, sauf M. Jean Perron, qui, avant décembre 2003, était directeur principal, Fiscalité canadienne auprès de KPMG, M<sup>me</sup> Michèle Beauchamp qui, avant septembre 2004, était conseillère juridique auprès de Cascades Inc. et M. Peter Grover qui, avant avril 2005, était directeur de la gestion de projets auprès d'Alstom Inc.

Les administrateurs et membres de la haute direction de la Société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 979 448 actions ordinaires, soit 8,42% du total des actions ordinaires de la Société émises et en circulation, ou exercent un contrôle ou une emprise sur ces actions.

## **10. CONFLITS D'INTÉRÊTS**

Certains conflits d'intérêts peuvent survenir en raison de relations entre la Société et le Fonds. Aux termes des Conventions de gestion, la Société est responsable de l'ensemble des services de gestion et d'administration à l'égard des entreprises du Fonds et de l'ensemble de ses services d'exploitation et d'entretien. La Société et le Fonds sont des concurrents potentiels au sein des secteurs de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et, par conséquent, les responsabilités de la Société en qualité de gestionnaire du Fonds peuvent entrer en conflit avec les intérêts de ses actionnaires. De plus, certains membres de la haute direction et administrateurs de la Société sont également fiduciaires du Fonds ou des membres de son groupe. La direction de la Société évaluera tout conflit d'intérêts qui pourrait survenir dans l'avenir conformément aux attentes et objectifs raisonnables de la Société et du Fonds et agira conformément à toute obligation de diligence et à toute obligation d'agir de bonne foi envers l'une et l'autre des parties.

## **11. POURSUITES**

Ni la Société ni ses biens ne sont ou n'ont été mis en cause dans une poursuite au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Pour autant que sache la Société, il n'y a aucune poursuite en instance ou imminente qui met en cause la Société ou ses biens.

## **12. DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES**

Aucun des administrateurs, dirigeants ou actionnaires qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10% des actions ordinaires en circulation 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.

## **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 de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux à Toronto et Montréal.

## **14. CONTRATS IMPORTANTS**

Au cours de l'exercice financier 2008, la Société n'a pas conclu de contrats importants, autres que les contrats importants conclus dans le cours normal des activités. Avant le dernier exercice financier, la Société a conclu des contrats importants qui sont encore en vigueur. Ces contrats peuvent être consultés sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## 15. INTÉRÊT DES EXPERTS

Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l., les vérificateurs de la Société, est la seule personne, société ou société de personnes désignée comme ayant rédigé ou certifié une déclaration, un rapport ou une évaluation décrit, compris ou mentionné dans un dépôt effectué par la Société pendant le dernier exercice terminé de la Société ou relatif à cet exercice et dont la profession confère autorité aux déclarations, aux rapports ou aux évaluations faits par la personne. Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. a indiqué être indépendante au sens du Code de déontologie de l'Ordre des comptables agréés du Québec.

## 16. INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION

Le comité de vérification se compose entièrement d'administrateurs qui respectent les exigences en matière d'indépendance et d'expérience du Règlement 52-110 sur le comité de vérification adopté en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec). M. Cyrille Vittecoq est président du comité de vérification et MM. Pierre Brodeur et Raymond Laurin 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 de vérification. La charte du comité de vérification 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 de vérification de la Société doivent avoir des compétences financières, c'est-à-dire être en mesure de lire et de comprendre des états financiers qui présentent un niveau de complexité de questions comptables qui se compare généralement au niveau de complexité des questions que l'on pourrait raisonnablement s'attendre à voir soulever par les 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 de vérification possèdent des compétences tant sur le plan opérationnel que financier.

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

**Cyrille Vittecoq (Président)** - Avant le Placement, Cyrille Vittecoq était un fiduciaire d'Innergex II. M. Vittecoq est vice-président, Investissements et membre de comité de gestion du groupe des capitaux privés de la CDPO depuis mars 2006. Son mandat consiste à gérer un portefeuille des placements dans le secteur de l'énergie et des services financiers, en particulier ceux liés à l'infrastructure énergétique, au pétrole, au gaz naturel, aux institutions bancaires et aux assurances. La carrière de M. Vittecoq au sein de la CDPO a été majoritairement consacrée au financement par capitaux propres dans les secteurs de l'énergie et de l'environnement. Il a commencé à titre d'analyste en 1993 et a été par la suite promu au poste de gestionnaire, poste qu'il a occupé jusqu'en 1997. De 1997 à 2000, il a été vice-président des finances de Boralex Inc., un producteur d'énergie indépendant coté en Bourse et situé au Québec. M. Vittecoq est retourné à la CDPO en 2000, à titre de gestionnaire de placement et de cadre supérieur. M. Vittecoq a été administrateur pour Canadian Hydro Developers Inc. de 2002 à 2008. Il détient un baccalauréat en gestion de l'Université de Sherbrooke (1989) et est analyste financier agréé depuis 1994.

**Pierre Brodeur** - M. Brodeur possède plus de 25 années d'expérience en gestion au sein de diverses sociétés qui se spécialisent dans la fabrication et la commercialisation de biens et de services de consommation. De 1997 à 2003, il a été président et chef de la direction de Sico Inc. et, auparavant, il a été président et directeur général des Boulangeries Weston, Québec Ltée (de 1994 à 1997). Il a également été président de Vidéotron International Ltée de 1990 à 1994, et, auparavant il a été au service de Steinberg Inc. (de 1986 à 1990), où il a été président de Steinberg, Québec de 1989 à 1990. M. Brodeur siège également au conseil d'administration de l'Industrielle Alliance, Assurances et services financiers inc. depuis 1999 et il est administrateur de Van Houtte Inc. depuis 2003.

**Raymond Laurin** – Depuis mai 2008, M. Laurin est premier vice-président et chef de la direction financière du Mouvement des caisses Desjardins et depuis juillet 2008 il est également chef de la direction financière de la Caisse centrale Desjardins. Du mois d'août 2004 à mai 2008, il a été directeur exécutif du Régime de rentes du Mouvement Desjardins à la Fédération des caisses Desjardins du Québec. M. Laurin a occupé divers postes auprès du Mouvement des caisses Desjardins au cours des 28 dernières années. M. Laurin détient un baccalauréat en administration des affaires de l'École des Hautes Études Commerciales de Montréal et est membre de l'Ordre des comptables agréés du Québec, de l'Institut des vérificateurs internes du Canada et de l'Institut canadien de la retraite et des avantages sociaux.

Pour chacun des exercices terminés les 31 décembre 2008 et 31 décembre 2007, Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. a facturé à la Société les honoraires résumés dans le tableau qui suit pour ses services :

HONORAIRES	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007
Honoraires de vérification	280 690 \$	776 909 \$ <sup>2)</sup>
Honoraires pour services liés à la vérification	1 159 \$	16 837 \$
Honoraires pour services fiscaux	Néant	12 675 \$
Tous les autres honoraires	Néant	Néant
<b>TOTAL DES HONORAIRES<sup>1)</sup> :</b>	<b>281 849 \$</b>	<b>806 421 \$</b>

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 300 790 \$ et à 834 046 \$ respectivement pour les exercices 2008 et 2007.

2) 565 759 \$ de ces honoraires sont liés aux services offerts dans le cadre du Placement.

Dans le tableau qui précède, 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 de la Société. Ils comprennent également les services fournis par les vérificateurs relativement aux autres dépôts de documents prévus par la loi et la réglementation, tels que les états financiers des filiales de la Société, ainsi que les services que seuls les vérificateurs de la Société peuvent rendre généralement, par exemple les lettres d'accord présumé, 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 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 professionnels fournis relativement à la conformité en matière d'impôts sur les bénéficiaires, 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, y compris nos états financiers vérifiés 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](http://www.sedar.com).

Toutes les demandes visant les documents précités doivent être envoyées à la Vice-présidente - Affaires juridiques et 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 d'Innergex II** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement des activités – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices – Acquisition d'Innergex II »;

« **Acquisition des parcs éoliens** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement des activités – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices — Acquisition de participations dans le Fonds »;

« **Ashlu Creek LP** » signifie Ashlu Creek Investments Limited Partnership;

« **BC Hydro** » signifie British Columbia Hydro and Power Authority;

« **BCTC** » signifie British Columbia Transmission Corporation;

« **Begetekong** » signifie Begetekong Power Corporation, le commandité de Umbata Falls Limited Partnership;

« **CAÉ** » signifie 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;

« **CDPQ** » signifie Caisse de dépôt et placement du Québec;

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

« **Centrale Rutherford Creek** » signifie la centrale hydroélectrique de 49,9 MW située près de Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Centrale Umbata Falls** » signifie la centrale hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW situé sur la rivière White, en Ontario;

« **CÉO** » signifie la Commission de l'énergie de l'Ontario;

« **Convention d'administration** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Relations avec le Fonds — Gestion du Fonds — La Convention d'administration »;

« **Convention de gestion** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Relation avec le Fonds — Gestion du Fonds — La Convention de gestion »;

« **Convention de séparation** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets en développement — Projets éoliens — Convention de séparation »;

« **Convention de services** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Relation avec le Fonds — Gestion du Fonds — La Convention de services »;

« **Convention de propriétaires** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets en développement — Projets éoliens — Propriétaires Cartier et Convention de propriétaires »;

« **Conventions avec le Fonds** » signifie la Convention d'administration, la Convention de gestion et la Convention de services;

« **Creek Power** » signifie Creek Power Inc.;

« **Demande de propositions** » signifie une demande de propositions lancée par un gouvernement provincial ou une entité créée par ce gouvernement à cette fin;

« **Demande de propositions de 2 000 MW du Québec** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Cadre réglementaire et marché de l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la Société - Québec »;

« **Demande de propositions relative au projets de parcs éoliens autochtones du Québec** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets potentiels — Autres occasions — Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens autochtones du Québec »;

« **Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires du Québec** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets potentiels — Autres occasions — Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires du Québec »;

« **Divers autres projets Creek Power** » signifie 12 des Projets Creek Power situés dans la région sud-ouest 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*;

« **Entente de coopération** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Relation avec le Fonds — Gestion du Fonds — Entente de coopération »;

« **Fonds** » signifie Innergex Énergie, Fonds de revenu et ses filiales;

« **GE** » signifie General Electric Company;

« **Glen Miller LP** » signifie Glen Miller Power, Limited Partnership;

« **Hydro-Québec** » signifie Hydro-Québec et ses filiales et divisions, notamment Hydro-Québec Distribution, Hydro-Québec Production et Hydro-Québec TransÉnergie 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 à l'énergie renouvelable au Canada »;

« **Innergex II** » signifie Innergex II Fonds de revenu et ses filiales;

« **Installations en opération** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société - Portefeuille d'actifs »;

« **Investisseurs institutionnels** » signifie collectivement le Régime de rentes du Mouvement Desjardins, la Caisse de dépôt et placement du Québec, la Sun Life du Canada, compagnie d'assurance-vie, Groupe TD Capital Limitée et Kruger Inc. Master Trust;

- « **IPC** » signifie l'indice des prix à la consommation pour le Canada;
- « **kV** » signifie un kilovolt ou 1 000 volts;
- « **kWh** » signifie un kilowatt par heure ou 1 000 watts par heure;
- « **MRNF** » signifie le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec;
- « **MW** » signifie un million de watts ou un mégawatt;
- « **MWh** » signifie un million de watts ou un mégawatt par heure;
- « **Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable** » ou « **NOER** » signifie 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** » signifie l'Office de l'électricité de l'Ontario;
- « **OPG** » signifie l'Ontario Power Generation;
- « **Parc éolien Anse-à-Valleau** » signifie le parc éolien de 100,5 MW situé à L'Anse-à-Valleau, au Québec;
- « **Parc éolien Baie-des-Sables** » signifie le parc éolien de 109,5 MW situé à Baie-des-Sables et Métis-sur-Mer, au Québec;
- « **Parc éolien Carleton** » signifie 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;
- « **PIRÉ** » signifie le Plan intégré pour le réseau d'électricité;
- « **Placement** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement des activités – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices — Premier appel public à l'épargne »;
- « **Placement privé** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement des activités – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices — Premier appel public à l'épargne »;
- « **Prix d'offre** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement des activités – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices — Premier appel public à l'épargne »;
- « **Programme d'offre standard** » ou « **POS** » signifie 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;
- « **Projet Ashlu Creek** » signifie le projet hydroélectrique de 49,9 MW situé à Ashlu Creek, en Colombie-Britannique;
- « **Projet Boulder Creek** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 23 MW situé à 56 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique;
- « **Projet Carp Forest** » signifie le projet de parc éolien potentiel d'une puissance installée prévue maximum de 125 MW situé dans la région intérieure centrale de la Colombie-Britannique;

« **Projet Club des Hauteurs** » signifie le projet de parc éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 195,5 MW situé dans la municipalité de l'Anse-Saint-Jean, au Québec;

« **Projet Crater Mountain** » signifie le projet de parc éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 45 MW situé dans la région Thompson Okanagan, en Colombie-Britannique;

« **Projet Fitzsimmons Creek** » signifie le projet hydroélectrique de 7,5 MW situé à Fitzsimmons Creek, en Colombie-Britannique;

« **Projet Gros Morne, phase I** » signifie 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** » signifie le projet éolien de 111 MW situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec;

« **Projet Gun Creek** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 36 MW situé à 7 kilomètres environ au nord-ouest de Gold Bridge, en Colombie-Britannique;

« **Projet Haute-Côte-Nord-Est** » signifie le projet éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 170 MW situé dans la municipalité régionale de comté La Haute-Côte-Nord, au Québec;

« **Projet Haute-Côte-Nord-Ouest** » signifie le projet éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 168 MW situé dans la municipalité régionale de comté Fjord-du-Saguenay, au Québec;

« **Projet Hurley River** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 46 MW situé dans la région de Lillooet/Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Projet Kaipit** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 9,9 MW sur la rivière Kaipit, en Colombie-Britannique;

« **Projet Kamouraska** » signifie le projet de parc éolien potentiel de 124,5 MW situé dans le territoire non organisé de Picard dans la municipalité régionale de comté de Kamouraska, au Québec;

« **Projet Kipawa** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 42 MW situé à Gordon Creek, au Québec;

« **Projet Kokish** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 9,9 MW situé sur la rivière Kokish, en Colombie-Britannique;

« **Projet Kwoiek Creek** » signifie le projet hydroélectrique de 49,9 MW situé à Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique;

« **Projet Les Méchins** » signifie le projet de parc éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 150 MW situé dans les municipalités de Grosse-Roche et de Les Méchins, au Québec;

« **Projet Matawin** » signifie le projet hydroélectrique de 15 MW situé sur la rivière Matawin, au Québec;

« **Projet Mkw'Alts** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 47,7 MW situé à Ure Creek, en Colombie-Britannique;

« **Projet Montagne-Sèche** » signifie le projet éolien de 58,5 MW situé dans la municipalité du Canton de Cloridorme, au Québec;



« **Projet North Creek** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 16 MW situé à 38 kilomètres environ au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Projet Nulki Hills** » signifie le projet éolien potentiel d'une puissance installée prévue maximum de 50 MW situé dans la région intérieure centrale de la Colombie-Britannique;

« **Projet Poplar Hills** » signifie le projet éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 475 MW situé dans la région nord-est de la Colombie-Britannique;

« **Projet Rivière-au-Renard** » signifie le projet de parc éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 25 MW situé dans le territoire de la municipalité de Gaspé, au Québec;

« **Projet Roussillon** » signifie le projet de parc éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 108 MW situé dans les municipalités de Saint-Philippe, de La Prairie et de Saint-Jacques-le-Mineur, au Québec;

« **Projet Saint-Constant** » signifie le projet de parc éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 70 MW situé dans les municipalités de Saint-Constant et de Saint-Mathieu, au Québec;

« **Projet Tatuk Lake** » signifie le projet éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 175 MW situé dans la région Thompson Okanagan, en Colombie-Britannique;

« **Projet Trachyte Hills** » signifie le projet éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 52,5 MW situé dans la région Thompson Okanagan, en Colombie-Britannique;

« **Projet Upper Lillooet River** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 74 MW situé à 70 kilomètres environ au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Projet Vancouver Island Range** » signifie le projet éolien potentiel d'une puissance installée prévue de 60 MW situé dans le nord de l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique;

« **Projets Creek Power** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement des activités stratégique de l'entreprise sur les trois derniers exercices – Acquisition des droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique »;

« **Projets de parcs éoliens potentiels de la Colombie-Britannique** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société— Projets potentiels — Projets éoliens potentiels – 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 actifs de la Société — Portefeuille d'actifs »;

« **Projets éoliens Cartier** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets en développement— Projets éoliens — Projets éoliens Cartier »;

« **Projets Gros Morne** » signifie collectivement Projet 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 actifs de la Société — Portefeuille d'actifs »;

« **Propriétaire éolien Cartier** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets en développement — Projets éoliens — Projets éoliens Cartier »;

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

« **Sonoco** » signifie Sonoco Canada Corporation;

« **TransCanada** » signifie TransCanada Energy Ltd.;

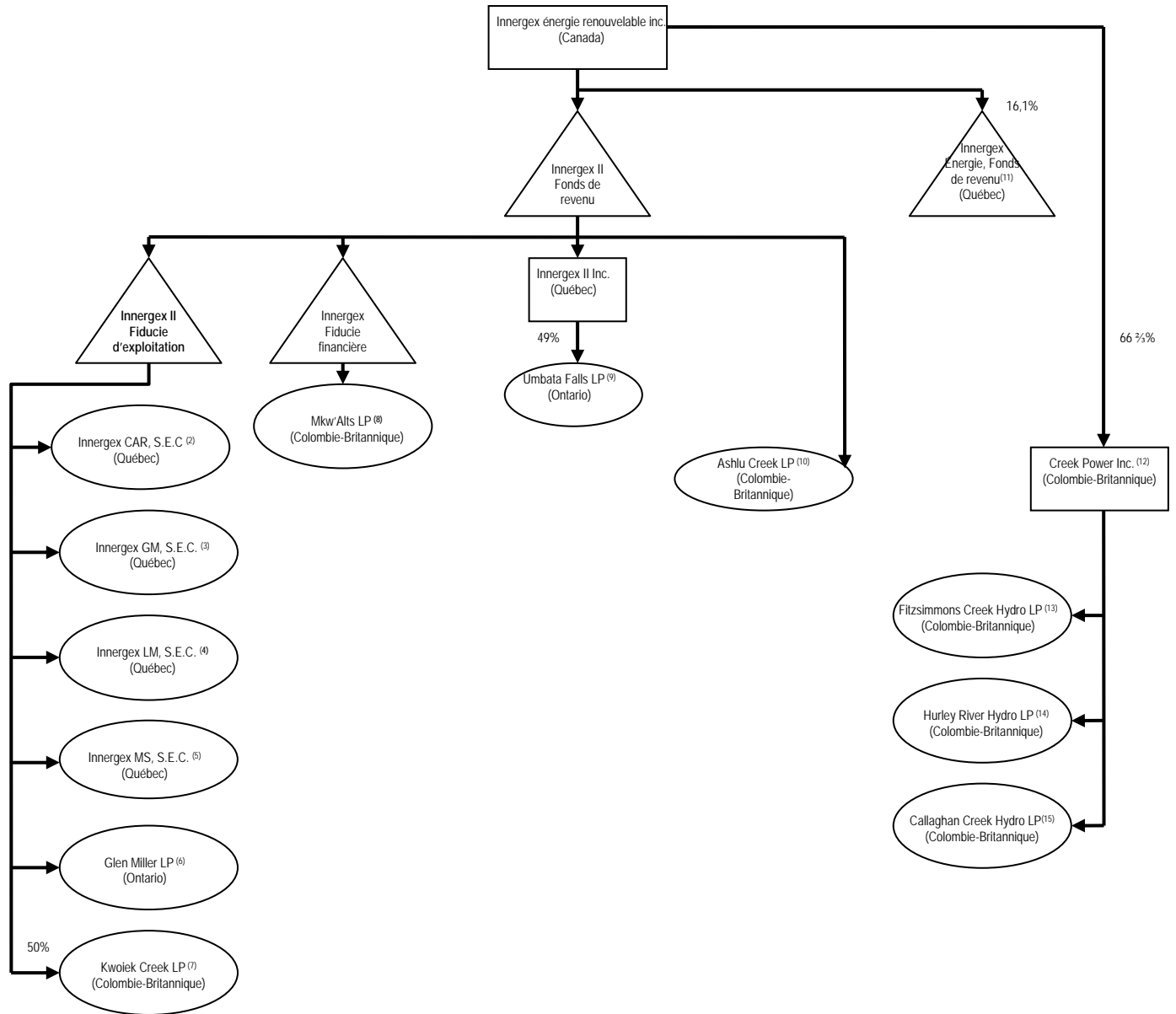
« **TSX** » signifie la Bourse de Toronto;

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

## ANNEXE A

### STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

L'organigramme suivant illustre la structure organisationnelle de la Société et de ses filiales importantes <sup>(1)</sup>, 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) Innergex CAR, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38% dans le Projet Carleton et son commandité est Innergex CAR Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- (3) Innergex GM, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38% dans les Projets Gros Morne et son commandité est Innergex GM Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- (4) Innergex LM, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38% dans le Projet Les Méchins et son commandité est Innergex LM Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- (5) Innergex MS, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38% dans le Projet Montagne-Sèche et son commandité est Innergex MS Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- (6) Glen Miller Power, LP est propriétaire d'une participation exclusive dans la Centrale Glen Miller et son commandité est Glen Miller Power Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- (7) Kwoiek Creek Resources LP est propriétaire de la totalité du Projet Kwoiek Creek et son commandité est Kwoiek Creek Resources GP Inc., dont une tranche de 50% est détenue par Innergex II Inc.
- (8) Mkw'Alts Energy LP est propriétaire de la totalité du Projet Mkw'Alts et son commandité est Mkw'Alts Energy Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- (9) Umbata Falls LP est propriétaire de la totalité du Projet Umbata Falls et son commandité est Beketekong Power Corporation, dont une tranche de 49% est détenue par Innergex II Inc.
- (10) Ashlu Creek Investments LP est propriétaire de la totalité du Projet Ashlu Creek et ses commandités sont 675729 British Columbia Ltd., dont une tranche de 50% est détenue par Innergex II Inc., et 888645 Alberta Ltd., filiale en propriété exclusive de Innergex II Inc.
- (11) La Société détient une participation d'environ 16,1% dans Innergex Énergie, Fonds de revenu, une fiducie de revenu publique cotée en bourse, dont les parts sont inscrites à la cote de la TSX.
- (12) La Société détient 66 2/3% de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Creek Power Inc. et 7 286 574 actions privilégiées de série 1 de Creek Power Inc. Creek Power Inc. détient les droits relatifs à 15 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique.
- (13) Fitzsimmons Creek Hydro LP est propriétaire de la totalité du Projet Fitzsimmons Creek et son commandité est Fitzsimmons Creek Investments Ltd., une filiale en propriété exclusive de Innergex II Inc.
- (14) Hurley River Hydro LP est propriétaire de la totalité du Projet Hurley River et son commandité est Hurley River Developments Ltd., une filiale en propriété exclusive de Innergex II Inc.
- (15) Callaghan Creek Hydro LP est propriétaire de la totalité du Projet Callaghan Creek et son commandité est Callaghan Creek Developments Ltd., une filiale en propriété exclusive de Innergex II Inc.

## ANNEXE B

### CHARTRE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

La présente charte établit le rôle du Comité de vérification du Conseil d'administration d'Innergex énergie renouvelable inc. (le « **Comité de vérification** ») 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 de vérification 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 prescrits par les lois applicables, le Comité de vérification a essentiellement pour mandat de s'assurer de la conformité de la Société aux lois et aux règlements applicables des gouvernements et des autorités concernant la communication de l'information financière, la pertinence des principes comptables et des décisions relatives à la présentation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus, la présentation d'une image fidèle de la situation financière de la Société dans ses états financiers trimestriels et annuels, la communication en temps opportun de l'information appropriée aux actionnaires et au public en général, 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 de vérification doit être constitué selon les dispositions du Règlement 52-110, pouvant être modifiées à l'occasion (« **Règlement 52-110** »). Le Comité de vérification 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 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).

##### 2.2. Sélection

Les membres et le Président du Comité de vérification sont élus par le Conseil d'administration chaque année, ou jusqu'à ce que leurs remplaçants soient dûment nommés. À moins que le Président du Comité de vérification ne soit élu par le Conseil d'administration au complet, les membres de ce comité peuvent désigner un président par un vote majoritaire de la totalité des membres du Comité de vérification.

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

### 3. Responsabilités

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

#### 3.1. Relations avec le vérificateur externe

- recommander au Conseil d'administration 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 de vérification 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 avec le vérificateur externe toutes les relations importantes que celui-ci entretient avec la Société, et en discuter, 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 hors de la présence 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 de vérification et le Conseil d'administration, au besoin;
- étudier les jugements 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, 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 sont des pratiques courantes ou des pratiques restreintes;

#### 3.2 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 apparentées;
- 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 financière au Comité de vérification par la direction et par le vérificateur externe;
- examiner et recommander l'approbation des états financiers annuels et intermédiaires, du rapport de gestion connexe, et des communiqués de presse concernant les résultats annuels et intermédiaires 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 apprécier périodiquement l'adéquation de ces procédures;
- examiner la communication de l'information au public concernant le Comité de vérification 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 fonction de vérification interne, si celle-ci n'existe pas déjà;
- après la vérification annuelle et, s'il y a lieu, les revues 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 revues, 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 revues;
- 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 de vérification, ont été mises en œuvre. Cet examen doit être mené, dans un délai approprié, après la mise en œuvre des modifications ou des améliorations, selon les décisions du Comité de vérification;

### 3.3 Autres questions

- établir les procédures concernant : i) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par l'émetteur 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 l'émetteur 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, anciens ou actuels, 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 d'administration;
- 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.
- Nonobstant ce qui précède, le Comité de vérification 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.

#### **4. Réunions**

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

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

Afin de favoriser une communication ouverte, le Comité de vérification ou son président rencontrent au moins chaque trimestre la direction et le vérificateur externe à part pour discuter de questions qui de l'avis du Comité de vérification ou de chacun de ces groupes, devraient faire l'objet d'une discussion privée. De plus, le Comité de vérification ou son président doit rencontrer la direction chaque trimestre au sujet des états financiers intermédiaires de la Société.

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

Le Comité de vérification tient des réunions de temps à autre et à tout endroit que n'importe quel de ses membres détermine 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 d'administration, le vérificateur externe, le Président, le Chef de la direction, le Chef de la direction financière ou le secrétaire corporatif ont chacun le droit de demander à tout membre du Comité de vérification de convoquer une réunion.

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

Le Comité de vérification doit tenir un procès-verbal de sa réunion et le présenter au Conseil d'administration dans son ensemble en temps opportun.

#### **5. Conseillers**

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

Le Comité de vérification 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 de vérification 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 d'administration a déterminé que tout comité qui souhaite engager, aux frais de la Société, un conseiller autre qu'un membre de la direction pour l'aider dans des questions faisant partie des responsabilités des membres du comité à titre de membres de ce comité doit examiner la demande avec le Président du Conseil d'administration et obtenir l'autorisation de ce dernier.



## **6. Généralités**

Le Comité de vérification doit étudier la présente charte annuellement et recommander des modifications au Conseil d'administration, selon ce qui est jugé approprié à l'occasion.

Le Comité de vérification est un comité du Conseil d'administration 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 d'administration 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.