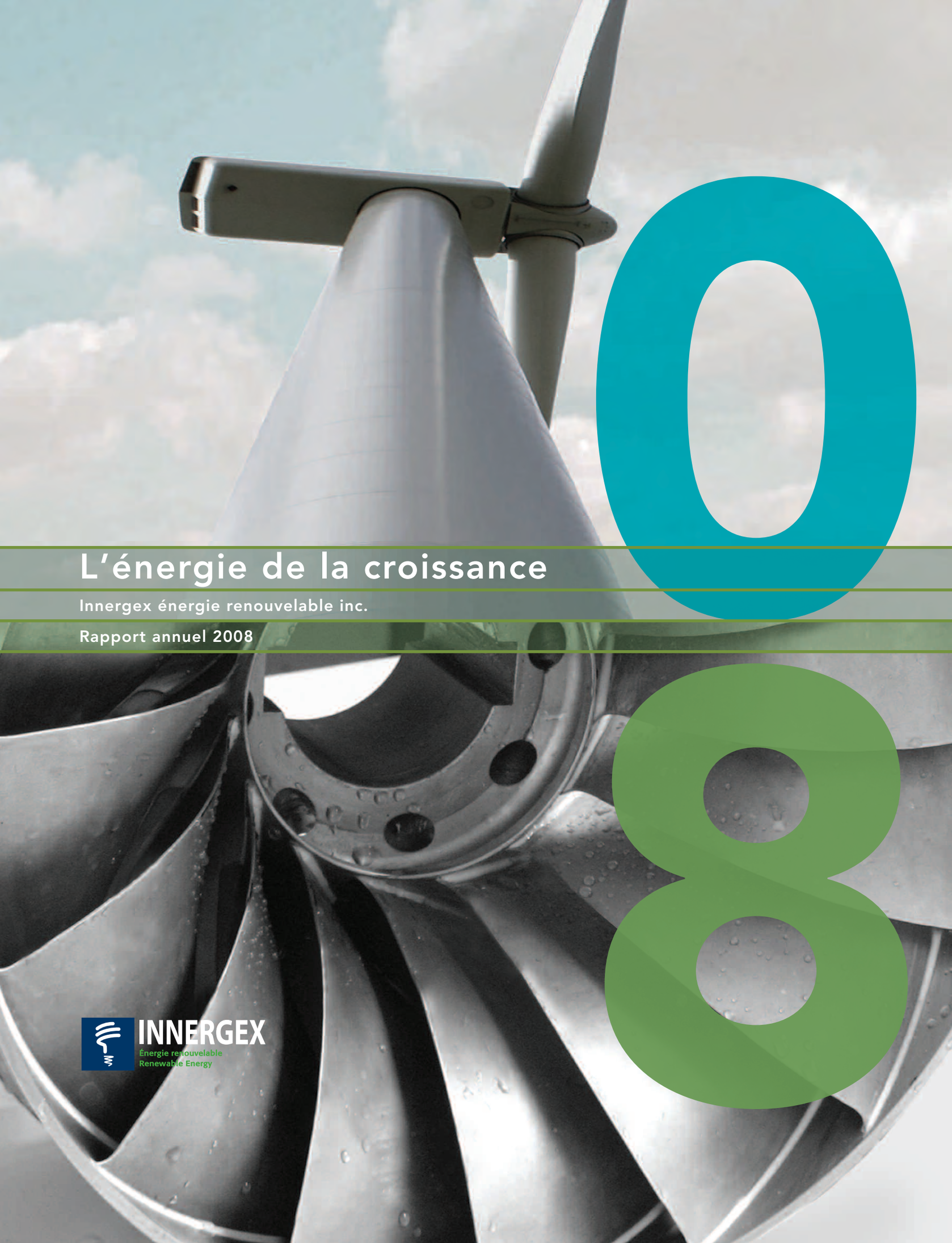
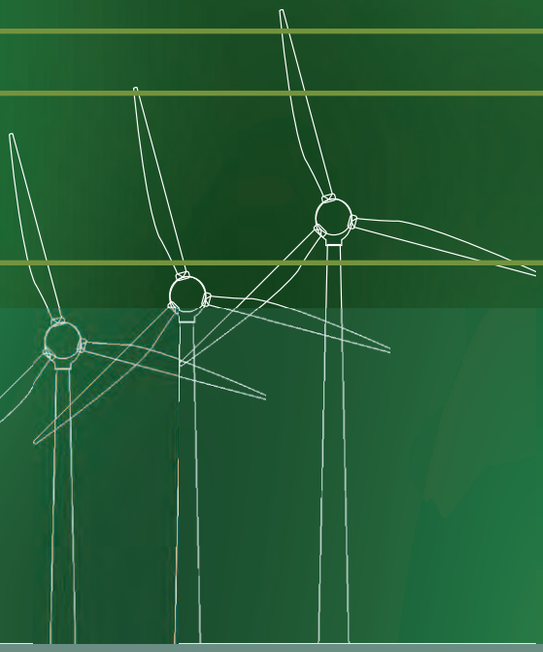


L'énergie de la croissance

Innergex énergie renouvelable inc.

Rapport annuel 2008

INNERGEX
Énergie renouvelable
Renewable Energy



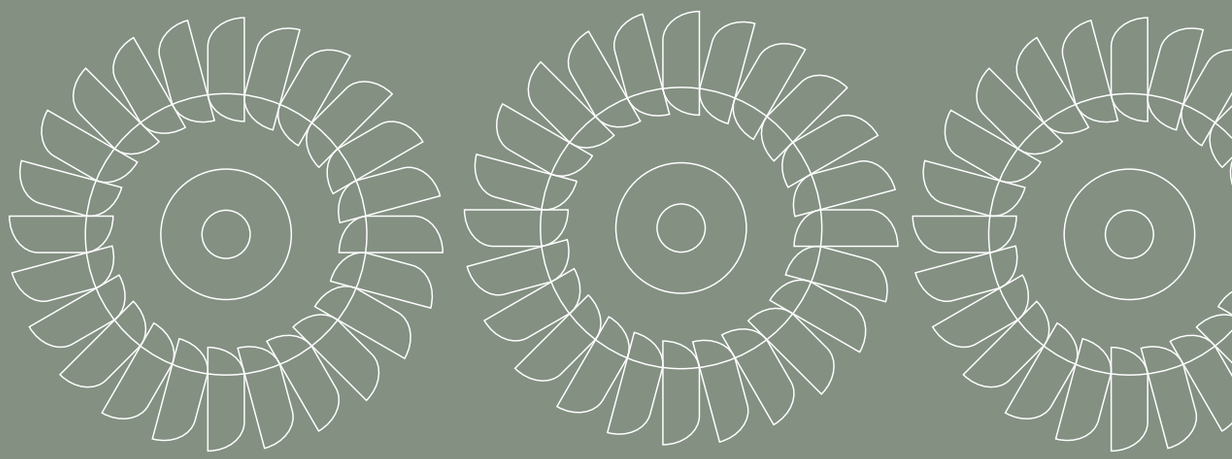
Profil et mission

Notre mission : développer, détenir et exploiter de manière profitable des installations produisant de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable.

Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou « la société ») est l'une des sociétés les plus actives de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada. Elle développe, détient et exploite des installations en Amérique du Nord, misant sur les centrales hydroélectriques au fil de l'eau et les parcs éoliens.

Pour créer de la valeur pour ses actionnaires, la stratégie de la société consiste à acheter ou à développer des installations productrices d'électricité de grande qualité. Celles-ci bénéficient de faibles coûts de gestion et d'exploitation ainsi que d'une technologie simple et éprouvée, générant des flux monétaires croissants et soutenus, et offrant ainsi un rendement approprié sur le capital investi.

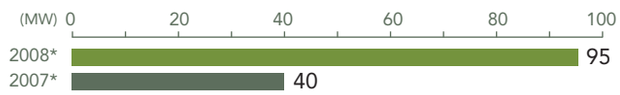
L'équipe de gestion de la société est active dans l'industrie énergétique depuis 1990, s'étant bâti une solide réputation au cours de ces années. Elle est animée par des principes de développement durable et de gestion éthique, favorisant un traitement équitable et ayant un impact positif pour les communautés avec qui elle forme des partenariats.



Faits saillants

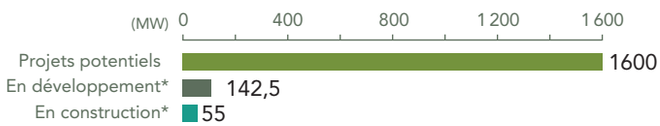
En 2008, Innergex énergie renouvelable a plus que doublé sa puissance installée nette.

Puissance installée nette en exploitation



* Au 31 décembre de chaque année.

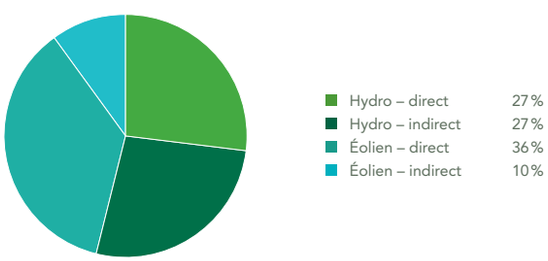
Puissance installée nette potentielle



* Projets faisant déjà l'objet de contrats d'achat d'électricité ou de programmes d'offres standards.

Diversification des actifs

Répartition de la puissance nette détenue directement ou indirectement*



* Représente l'intérêt de 16,1 % détenu dans Innergex Énergie, Fonds de revenu.

Faits saillants

- Début de l'exploitation d'Umbata Falls **(23 MW)** et de Carleton **(109,5 MW).**
- La construction continue à Ashlu Creek **(49,9 MW)** et à Fitzsimmons Creek **(7,5 MW).**
- Carleton, Umbata Falls et Ashlu Creek signent des ententes pour le programme **écoÉNERGIE.**
- Des soumissions pour cinq projets hydroélectriques **(195 MW)** sont déposées dans le cadre de l'appel d'offres de BC Hydro.

Faits saillants financiers

(En millions $, à l'exception de la production d'énergie, en MW)

Pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2008	
Production d'électricité	68 118
Revenus d'exploitation	4,9
Frais de gestion	2,3
Paiements de distributions versés par le Fonds	4,7

Message aux actionnaires

Innergex énergie renouvelable complète sa première année d'activité

Chers actionnaires,

Nous faisons un bilan positif de l'exercice 2008, qui marque la première année financière complète pour Innergex. L'année a permis de voir les premiers résultats concrets de la stratégie de développement qui assurera des revenus significatifs au cours des prochaines années.

Malgré la crise financière, Innergex a atteint son objectif premier avec la mise en service commerciale de deux installations en 2008, soit la centrale hydroélectrique d'Umbata Falls (23 MW) et le parc éolien de Carleton (109,5 MW). Bien que l'impact positif sera plus apparent en 2009, avec des revenus d'exploitation combinés d'environ 14 millions $, ces mises en service commerciales officielles constituent une étape importante.

En tenant compte de la centrale de Glen Miller, déjà en exploitation, des deux nouvelles installations et de son intérêt de 16,1 % dans Innergex Énergie, Fonds de revenu (« le Fonds »), le portefeuille énergétique d'Innergex est passé d'une puissance nette installée de 40 MW à 95 MW en 2008.

Une stratégie qui générera de nouveaux flux monétaires

En 2008, nous avons supervisé les travaux de deux installations en construction, à Ashlu Creek et à Fitzsimmons Creek. Avec des mises en service commerciales respectivement prévues pour 2009 et 2010, celles-ci contribueront alors à une nouvelle hausse de la capacité nette de production installée de 55 MW. L'équipe d'Innergex s'est aussi employée à poursuivre le développement de cinq installations potentielles bénéficiant déjà de contrats d'achat d'électricité. Leur mise en service commerciale est prévue d'ici 2012. Nous continuons par ailleurs nos démarches afin de nous assurer d'avoir une filière de projets potentiels qui alimenteront la croissance et créeront de la valeur additionnelle pour les investisseurs.

En novembre 2008, Innergex a déposé une soumission pour cinq nouveaux projets qui représentent un total de 195,0 MW en Colombie-Britannique, dans le cadre du *British Columbia Clean Power Call* de 2008, une demande de propositions pour de l'énergie propre de 5 000 GWh. Nous devrions avoir une réponse sur ces projets d'ici l'été 2009. Au cours de l'année, nous avons par ailleurs continué d'acquérir et d'identifier de nouveaux sites afin d'être en mesure de soumissionner dans le cadre d'offre standard de British Columbia Hydro ou d'autres appels d'offres au Québec et en Ontario, pour les projets d'énergie propre.

Au Québec, la société a engagé des discussions avec des communautés locales et des Premières Nations pour déposer des soumissions pour l'obtention de projets éoliens dans le cadre de l'*Appel d'offres de 250 MW relatif aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec* et de l'*Appel d'offres de 250 MW relatif aux projets de parcs éoliens autochtones au Québec.* Une fois les appels d'offres rendus publics, Innergex considérera sa participation.

Innergex et la crise financière

Les deux derniers trimestres de l'année 2008 ont été marqués par le début d'une crise des marchés financiers qui affecte l'accès au crédit et le coût de financement de la dette.

Le financement des projets en construction ou en exploitation est déjà presque entièrement assuré. Seul le financement de la centrale de Fitzsimmons n'est pas encore complété. Au moment de la rédaction de ce rapport annuel, Innergex a toutefois obtenu une offre de financement d'une institution financière canadienne et nous pouvons raisonnablement nous attendre à ce que la syndication et le financement soient complétés avant la fin du deuxième trimestre de 2009.

Par ailleurs, depuis le 27 février 2009, Innergex dispose d'une nouvelle entente d'un an pour une facilité de crédit rotative de 30 millions de dollars, soit 10 millions de plus que ce dont elle disposait à la fin de l'an dernier. Cette hausse a été notamment possible grâce à l'ajout de la Banque Laurentienne du Canada, qui se joint au syndicat de prêteurs.

Cette capacité d'augmenter le crédit et d'intéresser une nouvelle institution financière témoigne de la valeur que nos partenaires financiers accordent à notre gestion financière et de la confiance qu'ils ont en notre modèle d'affaires et notre stratégie de croissance.

Dans la mesure où les besoins de financement sont mis en place, nous pourrons commencer la construction de certains de nos projets dès 2009, afin d'accroître davantage nos sources de revenus.

Un avenir vert grâce à la demande croissante en énergie renouvelable

En 2009, nous superviserons l'exploitation des installations en place et poursuivrons la construction et le développement des projets déjà en cours. Pour assurer la croissance d'Innergex et pour demeurer un chef de file de l'industrie, nous miserons avant tout sur les marchés déjà bien connus par Innergex, soit le Québec, l'Ontario et la Colombie-Britannique. Les gouvernements de ces provinces accroissent les demandes de propositions pour la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable. Historiquement, nous avons connu du succès en développement de projets dans ces provinces.

Contrairement à ce qui a cours dans les provinces canadiennes, où nous avons l'avantage de négocier des ententes d'achat d'électricité de longue échéance, la vente d'électricité aux États-Unis est généralement négociée sur le marché, avec des prix de vente d'électricité qui fluctuent. Le modèle canadien cadre donc mieux avec notre stratégie de croissance qui se base sur des prévisions de revenus à long terme. Par contre, la demande aux États-Unis est forte, rendant ce marché intéressant. Nous demeurerons certainement attentifs de ce côté, afin de profiter des occasions de croissance qui pourraient se présenter.

En 2009, Innergex pourra donc compter sur des possibilités d'affaires intéressantes dans des régions où la société a déjà beaucoup de succès et dans des secteurs de l'énergie qu'elle connaît bien. Nous sommes ainsi certains d'avoir en main de nombreuses possibilités de croissance et des projets concrets qui nous permettront d'offrir une valeur intéressante à nos investisseurs tout en contribuant au développement d'une industrie en ligne avec des valeurs de développement durable.

Nous remercions tous nos partenaires, nos investisseurs, les membres de notre Conseil d'administration, ainsi que toute l'équipe de gestion d'Innergex pour leur engagement au succès d'Innergex.

Gilles Lefrançois, CA
Président exécutif du conseil d'administration

Michel Letellier, MBA
Président et chef de la direction

La centrale hydroélectrique au fil de l'eau de Glen Miller, en construction à Trenton, en Ontario.

Renaud de Batz, vice-président, région de l'Est, énergie hydroélectrique, en conversation avec une équipe d'Umbata Falls, en Ontario.

Le nouveau parc éolien de Carleton, à Carleton-sur-Mer, au Québec.

Membres de l'équipe de construction d'Ashlu Creek, en Colombie-Britannique.

Revue des activités

Innergex énergie renouvelable poursuit sa croissance en produisant une électricité propre.

40 dB

Le murmure du vent

Le niveau sonore en provenance du parc éolien de Carleton **n'excède pas 40 décibels** (dB), lorsque perçu de l'extérieur, près de résidences ou de chalets. C'est l'équivalent d'un murmure dans une bibliothèque.

MW

Question de mégawatts

	Centrale d'Ashlu Creek	Centrale d'Umbata Falls	Parc éolien de Carleton
Capacité en MW	49,9 MW	23,0 MW	109,5 MW
Répond aux besoins électriques d'environ*	**10 000** foyers	**4 600** foyers	**21 900** foyers

* Sur la base d'une consommation moyenne estimée à 1 MW par 200 foyers.

197,5

Capacité additionnelle en mégawatts, faisant l'objet de contrat

Croissance de la puissance installée nette en 2008

137,5 %

Une équipe dotée d'une stratégie éprouvée

Des résultats soutenus grâce à l'expérience d'une équipe chevronnée.

Innergex profite de l'expérience d'une équipe de gestion chevronnée qui a développé et exploite avec succès, depuis 1990, 13 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens pour une puissance installée nette de 491 MW, produite à partir de sources d'énergie renouvelable.

Les investisseurs peuvent aussi compter sur la compétence unique de l'équipe pour mener les études de faisabilité et pour effectuer des projections fiables. Cette force s'avère particulièrement avantageuse pour Innergex dans la négociation des ententes nécessaires à la poursuite de projets potentiels et leur succès.

Elle compte aussi sur des relations bien établies et respectueuses avec les communautés locales et les Premières Nations. À ce chapitre, l'approche d'Innergex favorise l'acceptabilité sociale et économique de ses projets.

La puissance installée nette a plus que doublé en 2008

Les revenus d'exploitation sont en croissance.

Avec la mise en service commerciale de la centrale hydroélectrique d'Umbata Falls (23 MW), celle du parc éolien de Carleton (110 MW) et l'exploitation déjà active de la centrale de Glen Miller (8 MW), Innergex détient trois installations en exploitation totalisant une puissance installée nette de 61 MW (141 MW bruts). Combiné à l'intérêt net de 34 MW représentant les parts de 16,1% dans Innergex Énergie, Fonds de revenu, Innergex compte une capacité nette installée totale de 95 MW.

Les installations en exploitation d'Innergex ont été construites récemment et elles ont un âge moyen de seulement un an et demi. Elles bénéficient de contrats d'achat d'électricité de long terme, dont l'échéance moyenne restante de 19,5 ans. Les prix des ventes d'électricité et leur indexation y sont fixés à l'avance, ce qui permet d'ailleurs à Innergex de bien estimer ses revenus futurs.

La croissance continuera d'être au rendez-vous

Un potentiel de puissance installée nette de 1900 MW.

Deux chantiers sont présentement en cours pour la construction de centrales hydroélectriques d'Ashlu Creek et de Fitzsimmons Creek. Respectivement complétées en 2009 et 2010, elles représentent une puissance installée nette supplémentaire de 55 MW. De plus, cinq installations supplémentaires procureront une puissance installée nette de 142,5 MW. Au total, ces sept projets procureront des intérêts nets supplémentaires de 197,5 MW d'ici 2012.

Avant la fin de l'été 2009, Innergex pourrait également obtenir des contrats d'achat d'électricité pour le développement de cinq autres projets hydroélectriques en Colombie-Britannique, représentant 195 MW de puissance installée nette.

À plus long terme, Innergex peut compter sur la possibilité de développer de nouvelles installations ou des projets potentiels offrant un potentiel de puissance installée nette supplémentaire de plus de 1600 MW.

Un engagement durable

Innergex bénéficie du programme fédéral écoÉNERGIE.

Innergex a entériné des ententes et bénéficie de l'initiative écoÉNERGIE du gouvernement fédéral canadien pour la centrale hydroélectrique d'Umbata Falls, pour le parc éolien de Carleton et pour le projet de centrale hydroélectrique en construction à Ashlu Creek. L'initiative écoENERGIE du gouvernement fédéral canadien offre un paiement incitatif de 10$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation des projets visés.

Au total, l'initiative écoÉNERGIE représente un paiement incitatif total d'environ 3,5 millions$ par année en revenus supplémentaires pour Innergex, et ce, sur une période de 10 ans.

Outre l'impact positif sur les revenus d'Innergex et sur la valeur de ses projets, la reconnaissance des projets dans le cadre du programme écoÉNERGIE témoigne de l'engagement important d'Innergex à participer à une économie basée sur une volonté de limiter l'impact de notre consommation d'énergie sur l'environnement. Comme chef de file de l'industrie de l'énergie renouvelable, Innergex fait preuve d'une gestion respectueuse de l'environnement, empreinte des valeurs de développement durable.

Un portefeuille énergétique diversifié

Innergex énergie renouvelable gère un portefeuille ayant une puissance installée nette potentielle de plus de 1 900 MW.

		Installation ou projet	État d'avancement	Puissance installée brute (MW)	Participation
Centrales hydroélectriques au fil de l'eau	1	Kokish	●	9,9	100,00 %
	2	Kaipit	●	9,9	100,00 %
	3	Upper Lillooet	●	74,0	66,67 %
	4	Boulder Creek	●	23,0	66,67 %
	5	North Creek	●	16,0	66,67 %
	6	Ashlu	○○●	49,9	100,00 %
	7	Hurley River	●	46,0	66,67 %
	8	Fitzsimmons	○○●	7,5	66,67 %
	9	Gun Creek	●	36,0	66,67 %
	10	Mkw'Alts	●	47,7	100,00 %
	11	Kwoeik Creek	○●	49,9	50,00 %
	12	Umbata Falls	○○○●	23,0	49,00 %
	13	Kipawa	●	42,0	48,00 %
	14	Glen Miller	○○○●	8,0	100,00 %
	15	Matawin	○●	15,0	100,00 %
Parcs d'éoliennes	16	Haute-Côte-Nord Ouest	●	168,0	100,00 %
	17	Haute-Côte-Nord Est	●	170,0	100,00 %
	18	Club des Hauteurs	●	195,5	100,00 %
	19	Roussillon	●	108,0	100,00 %
	20	Saint-Constant	●	70,0	100,00 %
	21	Kamouraska	●	124,5	100,00 %
	22	Les Méchins	●	150,0	38,00 %
	23	Carleton	○○○●	105,5	38,00 %
	24	Montagne-Sèche	○●	58,5	38,00 %
	25	Gros Morne 1	○●	100,5	38,00 %
	26	Gros Morne 2	○●	111,0	38,00 %
	27	Rivière-au-Renard	●	25,0	50,00 %

● Projets potentiels
○● En développement
○○● En construction
○○○● En exploitation

POS, CAE ou DP
BC Hydro (POS)
BC Hydro (POS)
2008 BC Hydro CPC
2008 BC Hydro CPC
2008 BC Hydro CPC
BC Hydro (CAE)
2008 BC Hydro CPC
BC Hydro (POS)
2008 BC Hydro CPC
BC Hydro (CAE)
BC Hydro (CAE)
Ontario Power Authority (CAE)
Future DP d'Hydro-Québec
Ontario Power Authority (CAE)
Hydro-Québec (CAE)
Future DP d'Hydro-Québec
Future DP d'Hydro-Québec
Future DP d'Hydro-Québec
Future DP d'Hydro-Québec
Future DP d'Hydro-Québec
Future DP d'Hydro-Québec
Hydro-Québec (CAE)
Hydro-Québec (CAE)
Hydro-Québec (CAE)
Hydro-Québec (CAE)
Hydro-Québec (CAE)
Future DP d'Hydro-Québec

POS : Programme d'offre standard
CAE : Contrat d'achat d'électricité
DP : Demande de propositions
BC Hydro CPC : *BC Hydro Clean Power Call*

Portefeuille énergétique (puissance installée nette en MW)

Participation de 16,1 % dans Innergex Énergie, Fonds de revenu	34,0
Installations en exploitation	61,0
Projets en développement ou en construction avec contrats	197,5
Projets potentiels hydro/éolien identifiés	1103,0
Divers projets potentiels d'énergie éolienne	475,0
Divers projets potentiels d'énergie hydroélectrique	33,3
Total	**1903,8**

Administrateurs

Gilles Lefrançois, CA
Québec, Canada
Président exécutif du conseil d'administration

Michel Letellier, MBA
Québec, Canada
Président et chef de la direction et administrateur

William A. Lambert, MBA
Ontario, Canada
Administrateur [1, 3]

Cyrille Vittecoq, CFA
Québec, Canada
Administrateur [1, 4]

Raymond Laurin, CA
Québec, Canada
Administrateur [1, 2]

Pierre Brodeur
Québec, Canada
Administrateur [1, 2, 5, 6]

Susan M. Smith, MBA
Ontario, Canada
Administrateur [1, 3]

1. «Indépendant» au sens du Règlement 52-110 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières.
2. Membre du comité de vérification.
3. Membre du comité de rémunération, de la régie d'entreprise et des candidatures.
4. Président du comité de vérification.
5. Président du comité de rémunération, de la régie d'entreprise et des candidatures.
6. Administrateur principal

Gestionnaires

Gilles Lefrançois, CA
Québec, Canada
Président exécutif du conseil d'administration

Michel Letellier, MBA
Québec, Canada
Président et chef de la direction et administrateur

Jean Perron, CA, CMA
Québec, Canada
Vice-président et chef de la direction financière

Michèle Beauchamp, LL.B, LL.M.
Québec, Canada
Vice-présidente – Affaires juridiques et secrétaire corporatif

Richard Blanchet, P.Eng., M.Sc.
Colombie-Britannique, Canada
Vice-président, région de l'Ouest – Énergie hydroélectrique

Normand Bouchard, Eng.
Québec, Canada
Vice-président – Énergie éolienne

Renaud de Batz, géologue, M.Sc., MBA
Québec, Canada
Vice-président, région de l'Est – Énergie hydroélectrique

Guy Dufort
Québec, Canada
Vice-président – Affaires publiques

Peter Grover, Ing.
Québec, Canada
Vice-président – Gestion de projets

François Hébert
Québec, Canada
Vice-président – Exploitation et entretien

Jean Trudel, MBA
Québec, Canada
Vice-président – Finances et relations avec les investisseurs

Page couverture :

- Une éolienne de modèle GE 1,5 sle, du parc éolien de Baie-des-Sables, au Québec, dans lequel Innergex détient un intérêt indirect. Ce type de turbine est aussi utilisé dans le parc éolien d'Innergex à Carleton-sur-Mer, au Québec.
- Détail d'une turbine hydraulique Francis d'Andritz Hydro, concepteur et manufacturier. Trois turbines de ce type sont utilisées pour l'installation hydroélectrique d'Innergex à Ashlu Creek, près de Squamish en Colombie-Britannique.

Revue financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Exercice terminé le 31 décembre 2008

Rapport de gestion	3
Responsabilité à l'égard de l'information financière	37
Rapport des vérificateurs	38
États financiers consolidés	39
Notes afférentes aux états financiers consolidés	44

INNERGEX
Énergie renouvelable
Renewable Energy

RAPPORT DE GESTION

Ce rapport de gestion a été établi le 25 mars 2009.

Le but de ce rapport de gestion est de fournir au lecteur une vue d'ensemble de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour l'exercice de douze mois se terminant le 31 décembre 2008. Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés, ainsi qu'avec les notes afférentes aux états financiers consolidés pour l'année financière terminée le 31 décembre 2008. Les états financiers consolidés ont été préparés en vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »). Les résultats de la Société sont exprimés en dollars canadiens. Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent affecter certains calculs.

EFFICACITÉ DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

Le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision, des contrôles et procédures de communication de l'information pour fournir une assurance raisonnable que (i) l'information importante relative à la Société, y compris ses filiales consolidées, est communiquée au président et chef de la direction et au vice-président et chef de la direction financière de la Société par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis et (ii) l'information qui doit être présentée par la Société dans ses documents annuels, ses documents intermédiaires ou d'autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières est enregistrés, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits par cette législation.

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la Société ont évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de la Société au 31 décembre 2008 et ont conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information de la Société étaient efficaces.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision, le contrôle interne à l'égard de l'information financière pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR applicables à la Société.

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la Société ont évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2008 et ont conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société était efficace.

Au cours de la période la plus récente, aucun changement apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société n'a eu, ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la Société, les rubriques du présent rapport de gestion 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 du présent rapport de gestion, 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 réels 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 à la rubrique *Risques et incertitudes* de ce rapport de gestion, ainsi que dans la section *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la Société pour l'année terminée le 31 décembre 2008. Ils comprennent notamment les suivants : la mise en œuvre de la

stratégie, les ressources en capital, les instruments financiers dérivés, la crise économique et financière actuelle, le régime hydrologique et éolien, l'investissement dans le Fonds (tel que défini aux présentes), la construction et la conception, le développement de nouvelles installations, le rendement des projets, la défaillance de l'équipement, le taux d'intérêt et le risque lié au refinancement, l'effet de levier financier et les clauses restrictives, la convention de séparation et la relation 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 du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs subséquents, 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 d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

VUE D'ENSEMBLE

Général

La Société a été constituée sous le nom Innergex Management Inc. le 25 octobre 2002 en vertu des lois du Canada. Le 25 octobre 2007, la Société a changé son nom pour Innergex énergie renouvelable inc., et le 6 décembre 2007, elle a réalisé son premier appel public à l'épargne (« PAPE »). La Société est inscrite à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole INE.

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant de centrales hydroélectriques au fil de l'eau et d'installations de production d'énergie éolienne en Amérique du Nord qui sont décrites plus en détail ci-dessous. La Société gère également des installations de production d'énergie pour le compte d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »), une fiducie inscrite au TSX sous le symbole IEF.UN, en vertu d'ententes à long terme. Le Fonds détient indirectement des intérêts dans dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens totalisant une puissance installée de 340 mégawatts (« MW »), soit une puissance installée nette de 210 MW. Avant son PAPE, la Société fournissait également des services de gestion et d'administration à Innergex II Fonds de revenu (« Innergex II »), une fiducie privée dans laquelle la Société détenait une participation de 15 %. La Société a acquis la participation restante de 85 % concurremment à son PAPE.

La Société est parmi les plus actives au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et concentre ses activités dans les projets hydroélectriques et éoliens qui bénéficient de faibles frais d'exploitation et de gestion, ainsi que de technologies simples et éprouvées. L'équipe de direction de la Société, qui est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990, a aménagé, ou remis à neuf, et mis en service commercial par l'intermédiaire de diverses entreprises, 13 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 491 MW.

Au cours du plus récent trimestre, deux projets en construction ont été complétés et ont débuté leur exploitation commerciale : la centrale hydroélectrique Umbata Falls et le parc éolien Carleton. À la suite de ces deux événements importants, la Société détient dorénavant les participations suivantes :

- trois installations en exploitation représentant une puissance installée nette cumulée de 60,9 MW (puissance brute de 140,5 MW). Ces participations sont composées de deux centrales hydroélectriques et d'un parc éolien ayant une puissance installée nette cumulée de 19,3 MW (puissance brute de 31,0 MW) et de 41,6 MW (puissance brute de 109,5 MW), respectivement. Ces installations mises en service entre 2005 et 2008 ont un âge moyen pondéré d'une demi-année seulement. Elles vendent l'énergie produite en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante était de 19,5 années en date du 31 décembre 2008;
- sept projets de production d'électricité en développement d'une puissance installée nette cumulée de 197,5 MW (puissance brute de 392,3 MW) pour lesquels des CAÉ ont été conclus avec des entreprises de services publics ou qui sont admissibles au Programme d'offre standard (« POS ») de la British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») destiné aux petites centrales de production d'énergie renouvelable d'une puissance installée de moins de 10 MW. Parmi ces sept projets, deux sont au stade de la construction et il est prévu que les travaux de construction commenceront pour les cinq autres au cours des prochaines années. Les projets devraient être au stade de la mise en service commercial entre 2009 et 2012;
- des Projets Potentiels d'une puissance nette de plus de 1 600 MW (puissance brute de 1 800 MW) à différentes étapes de développement;
- une participation directe de 16,1 % dans le Fonds.

Les flux de trésorerie de la Société proviennent de sources diversifiées. Premièrement, en tant que propriétaire de participations dans deux centrales hydroélectrique et un parc éolien en exploitation, la Société perçoit les produits de la vente de l'électricité générée par ces installations. Deuxièmement, en tant que propriétaire d'une participation de 16,1 % dans le Fonds, la Société reçoit des distributions en trésorerie mensuelles stables. Troisièmement, en tant que gestionnaire du Fonds, la Société touche des honoraires annuels de gestion et d'administration et des honoraires incitatifs. Enfin, en tant que promoteur d'installations d'énergie renouvelable, la Société prévoit que ses produits provenant de la production

d'électricité augmenteront à nouveau au cours du quatrième trimestre de 2009 et des prochains exercices, compte tenu de la mise en service commercial prévue de certains projets en développement.

Premier appel public à l'épargne

Les actions d'Innergex énergie renouvelable inc. ont été négociées pour la première fois au TSX sous le symbole INE le 6 décembre 2007. Publié le 28 novembre 2007, le prospectus de la Société visait l'émission de 10 455 000 actions ordinaires pour un produit brut total de 115,0 M$. Cette émission et l'émission de 5 760 379 actions ordinaires supplémentaires aux porteurs de parts antérieurs (les « Investisseurs institutionnels ») d'Innergex II ont généré un produit permettant d'acquérir Innergex II, tous ses éléments d'actif et ses projets en développement, ainsi que de rembourser la dette encourue par Innergex II envers les Investisseurs institutionnels. De façon concomitante à la clôture de l'émission, les Investisseurs institutionnels d'Innergex II ont utilisé une portion du produit du remboursement de la dette et l'ont investie dans la Société en souscrivant à 5 342 620 actions ordinaires additionnelles. Ces 11 102 999 actions ordinaires ont été émises aux Investisseurs institutionnels par voie de placement privé. La levée d'une tranche de l'option en cas d'attribution excédentaire allouée aux preneurs fermes a permis aux Investisseurs institutionnels de vendre un nombre additionnel de 470 520 actions ordinaires au public. Les actions ordinaires vendues en vertu de la levée de l'option en cas d'attribution excédentaire étaient également visées par le prospectus.

Compte tenu de l'émission, du réinvestissement et de la levée de l'option d'attribution excédentaire, un total de 23 500 000 actions ordinaires sont en circulation. Aucune action ordinaire supplémentaire n'a été émise en 2008.

Immédiatement avant la clôture de l'émission, Innergex II a vendu ses participations dans deux parcs éoliens au Fonds. Le Fonds a compensé le prix d'acquisition en émettant 4 724 409 parts de fiducie à Innergex II et en prenant en charge les dettes reliées aux parcs éoliens. Par suite de cette transaction et de l'acquisition d'Innergex II par la Société, celle-ci détient maintenant 16,1 % des parts du Fonds en circulation. Le Fonds détient des participations dans dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens qui possèdent une puissance installée nette cumulée de 210 MW (puissance brute de 340 MW).

Les états financiers de la Société pour l'année terminée le 31 décembre 2008 sont comparés à ceux pour l'année terminée le 31 décembre 2007, lesquels incluent les transactions mentionnées précédemment. Conséquemment, les résultats d'Innergex II sont consolidés pour les 26 derniers jours de l'année 2007. Il est important de noter qu'avant le PAPE, la Société agissait uniquement en tant que gestionnaire du Fonds et d'Innergex II et détenait une participation de 15 % dans Innergex II. La Société ne détenait aucune installation de production d'électricité, aucun projet en développement ni aucune part du Fonds avant le 6 décembre 2007.

Indicateurs de rendement clés

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés, dont l'énergie générée en mégawatheures (« MWh »), les flux monétaires nets liés à l'exploitation et le «BAIIA» défini comme étant le bénéfice avant intérêts, provision pour impôts, amortissement et autres éléments. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les PCGR canadiens et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La Société croit que ces indicateurs constituent une information additionnelle importante puisqu'elle fournit à la direction et aux lecteurs une indication sur le niveau de sa production et sur sa capacité à générer des fonds provenant de l'exploitation. La Société croit également qu'ils facilitent les comparaisons entre les périodes.

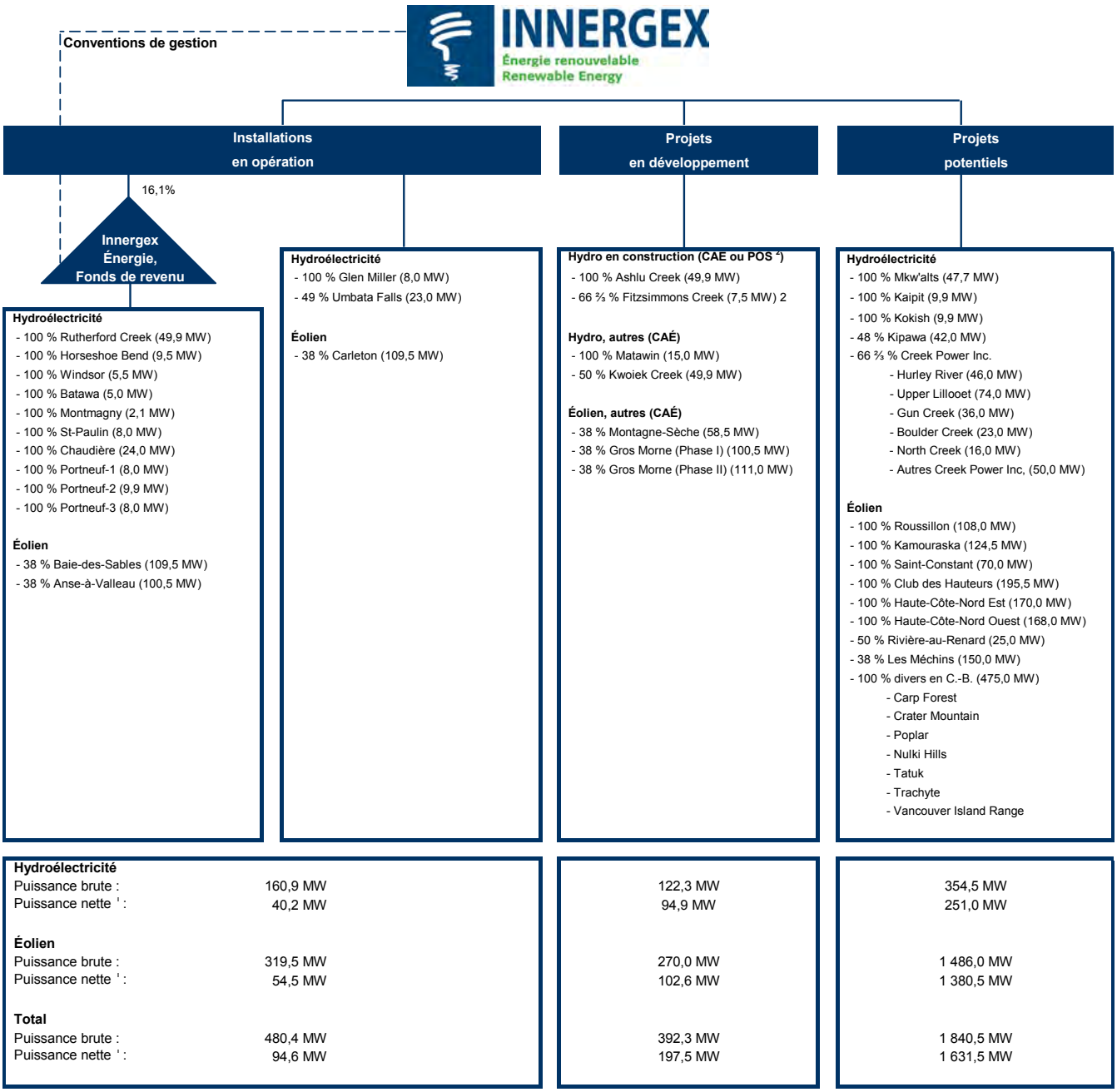
Saisonnalité

La quantité d'énergie générée par les installations en exploitation dépend habituellement des débits d'eau disponibles et des régimes de vent. Des débits d'eau ou des conditions de vent moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits d'exploitation de la Société et ainsi, sur sa rentabilité. Il est important de se rappeler qu'Innergex possède des participations dans deux centrales hydroélectriques localisées sur deux bassins versants et un parc éolien, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits d'exploitation. De plus, compte tenu de la complémentarité de la production issue des centrales hydroélectriques et du parc éolien, les variations saisonnières sont atténuées.

Portefeuille de projets

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 conclus ou qui sont admissibles au POS de BC Hydro et qui sont en construction ou qui ont des dates prévues de mise en service commercial (les « Projets en développement »); et (iii) les projets pour lesquels certains droits d'utilisation des terrains ont été obtenus et pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou 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 et divers Projets potentiels.

Le tableau suivant présente les participations directes et indirectes de la Société dans les Installations en opération, les Projets en développement et les Projets potentiels.



Hydroélectricité			
Puissance brute :	160,9 MW	122,3 MW	354,5 MW
Puissance nette [1] :	40,2 MW	94,9 MW	251,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	319,5 MW	270,0 MW	1 486,0 MW
Puissance nette [1] :	54,5 MW	102,6 MW	1 380,5 MW
Total			
Puissance brute :	480,4 MW	392,3 MW	1 840,5 MW
Puissance nette [1] :	94,6 MW	197,5 MW	1 631,5 MW

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

[2] Projet admissible au Programme d'offre standard de BC Hydro

Installations en opération

Les participations de la Société dans les 15 Installations en opération sont constituées d'intérêts de 100 % dans la centrale hydroélectrique de Glen Miller, de 49 % dans la centrale hydroélectrique Umbata Falls, de 38 % dans le parc éolien Carleton et d'intérêts dans les 12 autres Installations en opération grâce à sa participation directe de 16,1 % dans le Fonds.

1. Centrale Glen Miller

La centrale Glen Miller est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 8,0 MW située sur la rivière Trent à Trenton, en Ontario, qui détient une production annuelle estimée de 41 606 MWh. La construction de cette centrale a commencé en janvier 2004 et a été complétée en décembre 2005. La centrale Glen Miller a un CAÉ avec l'Ontario Power Authority (« OPA ») à l'égard de la totalité de l'énergie qu'elle produit jusqu'au 19 décembre 2025. Le 1er janvier de chaque année, une tranche égale à 15 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ de Glen Miller est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'indice des prix à la consommation (« IPC »). Le prix de l'électricité livrée à l'OPA en 2008 était de 67,47 $/MWh, comparativement à 66,67 $/MWh en 2007. La Société détient 100 % de ce projet.

2. Centrale Umbata Falls

La centrale Umbata Falls est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 23,0 MW située sur la rivière White, un affluent du lac Supérieur, environ 30 kilomètres au sud-est de Marathon, en Ontario. Sa production annuelle estimée est de 109 102 MWh. La construction du projet Umbata Falls a commencé en juin 2006 et a été complétée le 12 novembre 2008. Le projet Umbata Falls a un CAÉ avec l'OPA à l'égard de la totalité de l'énergie qu'il produit jusqu'au 12 novembre 2028. Le 1er janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ, 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. Le prix de l'électricité livrée à l'OPA du 12 novembre 2008 au 31 décembre 2008 était de 83,51 $/MWh, incluant les paiements reçus en vertu du programme écoÉNERGIE, une initiative du gouvernement fédéral visant à appuyer l'énergie renouvelable au Canada (le « Programme écoÉNERGIE »). Le Programme écoÉNERGIE offre un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les dix premières années d'exploitation de cette centrale. La Société détient une participation de 49 % dans ce projet.

3. Parc éolien de Carleton

Le parc éolien Carleton est une installation de 109,5 MW située dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans le territoire non organisé de la municipalité régionale du comté de Bonaventure, au Québec. Sa production annuelle estimée est de 340 523 MWh. La construction du projet Carleton a débuté en octobre 2007 et a été complétée le 22 novembre 2008. Le parc éolien Carleton a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de la totalité de l'énergie qu'il produit jusqu'au 22 novembre 2028. Le 1er janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ, une tranche égale à environ 18 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC. Le prix de l'électricité livrée à Hydro-Québec du 22 novembre 2008 au 31 décembre 2008 était de 80,37 $/MWh, incluant les paiements reçus en vertu du Programme écoÉNERGIE. En vertu du CAÉ, Hydro-Québec Distribution a droit à 75 % des paiements reçus par le parc éolien Carleton aux termes du Programme écoÉNERGIE. La Société détient une participation de 38 % dans ce projet.

4. Participation de 16,1 % dans Innergex Énergie, Fonds de revenu

Innergex Énergie, Fonds de revenu est une fiducie de revenu à capital variable qui possède indirectement des intérêts dans dix centrales hydroélectriques et dans deux parcs éoliens d'une puissance installée nette cumulée de 210 MW (puissance brute de 340 MW). Les parts du Fonds sont négociées au TSX sous le symbole IEF.UN. Les centrales et les parcs éoliens sont gérés par la Société, en tant que gestionnaire, par l'entremise de contrats à long terme avec le Fonds.

Toutes les installations de production d'électricité du Fonds vendent l'électricité produite en vertu de CAÉ à long terme conclus avec des entreprises de services publics bénéficiant de cotes de crédit qui varient de BBB à AAA selon Standard & Poors. L'âge moyen pondéré des installations est d'environ six ans et la durée de vie restante des CAÉ pondérée en fonction de la puissance installée est de 15,4 années, sans tenir compte des clauses de renouvellement. La Société détient 4 724 409 parts, ou environ 16,1 % des parts du Fonds en circulation. La politique actuelle de distribution du Fonds est de verser annuellement 1,00 $ par part de fiducie aux porteurs de parts sur une base mensuelle.

De l'information supplémentaire sur le Fonds figure sur le site Web SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Cette information n'est pas intégrée par renvoi.

Projets en développement

La Société détient présentement deux projets en construction dont l'exploitation commerciale devrait débuter en 2009 et 2010 et cinq autres projets qui devraient être au stade de la mise en service commercial en 2011 et 2012.

1. Projet Ashlu Creek

Le projet Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau actuellement en construction d'une puissance installée prévue de 49,9 MW et d'une production annuelle estimée de 265 000 MWh. La centrale est située sur la rivière Ashlu, 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 l'exploitation commerciale devrait débuter d'ici la fin de 2009. Le projet Ashlu Creek a conclu un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 30 ans après le début de l'exploitation commerciale. Le prix de l'électricité est de 56,36 $/MWh et doit 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 1er janvier 2005 et au 1er janvier de chaque année par la suite pendant la durée du CAÉ. Le 4 mars 2009, une entente a été conclue avec le gouvernement fédéral confirmant que le projet Ashlu Creek recevra des paiements incitatifs en vertu du Programme écoÉNERGIE une fois qu'il sera en service commercial et sous réserve de certaines conditions. Le Programme écoÉNERGIE offre un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les dix premières années d'exploitation de cette centrale. La Société détient 100 % de ce projet.

2. Projet Fitzsimmons Creek

Le projet Fitzsimmons Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau actuellement en construction d'une puissance installée prévue de 7,5 MW et d'une production annuelle estimée de 33 000 MWh. La centrale est située de sur la rivière Fitzsimmons, entre les montagnes de Whistler et de Blackcomb dans la municipalité touristique de Whistler en Colombie-Britannique. La construction du projet Fitzsimmons Creek a débuté en juillet 2008 avant l'acquisition par la Société d'une participation de 66 ⅔ % le 29 août 2008. L'exploitation commerciale du projet devrait débuter d'ici la fin de 2010. Puisque le projet est admissible au POS mis en place par BC Hydro, la Société s'attend à conclure un CAÉ avec BC Hydro, d'une durée prévue de 40 ans suivant la date de mise en service commercial, à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le projet. La Société s'attend aussi à ce que le projet Fitzsimmons Creek soit admissible au Programme écoÉNERGIE.

3. Projet Matawin

Le projet Matawin est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée prévue de 15,0 MW et d'une production annuelle estimée de 62 529 MWh. La centrale est située sur la rivière Matawin, un affluent de la rivière Saint-Maurice, au Québec. La construction du projet Matawin devrait débuter au cours du deuxième trimestre de 2009 et l'exploitation commerciale devrait débuter en 2011. La Société a été choisie dans le cadre d'une demande de propositions (« DP ») conjointe d'Hydro-Québec et du Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (« MRNF ») en 2002. La Société finalise avec Hydro-Québec le CAÉ d'une durée de 25 ans. Le prix de l'électricité produite par le projet devrait être de 39,40 $/MWh. L'électricité produite sera indexée annuellement au taux de 0,6 %, suivant la date de mise en service commercial. La Société s'attend à ce que le projet Matawin soit admissible au Programme écoÉNERGIE. La Société détient 100 % de ce projet.

4. Projet Kwoiek Creek

Le projet Kwoiek Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 49,9 MW et d'une production annuelle prévue de 215 000 MWh. La centrale est située à la confluence de la rivière Kwoiek 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 et l'exploitation commerciale devrait débuter en 2011. Le projet Kwoiek Creek a conclu un CAÉ avec BC Hydro, qui expire 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale, à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite. Le prix de l'électricité livrée en vertu du CAÉ est de 81,68 $/MWh. Une portion de 30 % du prix de l'électricité doit être rajustée selon l'augmentation ou la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents à compter du 1er janvier 2006 et au 1er janvier de chaque année par la suite pendant la durée du CAÉ. La Société détient une participation de 50 % dans le projet Kwoiek Creek.

5. Projet Montagne-Sèche

Le projet Montagne-Sèche est un parc éolien situé dans la municipalité du canton de Cloridorme, au Québec. Le projet est d'une puissance installée prévue de 58,5 MW et une production annuelle estimée de 182 743 MWh. L'exploitation commerciale devrait commencer en 2011. Le projet a conclu un CAÉ avec Hydro-Québec, qui expire 20 ans après le début de l'exploitation commerciale, à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ qui est basé sur le prix au 1er janvier 2004, soit 68,80 $/MWh, et rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés. La Société détient une participation de 38 % dans ce projet.

6. Projet Gros Morne – Phase I

Le projet Gros Morne phase I est un parc éolien situé dans la municipalité de Mont-Louis et la municipalité de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec. Le projet Gros Morne phase I est d'une puissance installée prévue de 100,5 MW et d'une production annuelle prévue de 312 535 MWh. L'exploitation commerciale du projet devrait débuter en 2011. Les projets Gros Morne phase I et phase II ont le même CAÉ avec Hydro-Québec, qui expire 21 ans après le commencement de l'exploitation commerciale du projet Gros Morne phase I, à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec aux termes du CAÉ des deux phases du projet Gros Morne a été établi à 65,58 $/MWh au 1er janvier 2004 et est rajusté annuellement conformément à l'IPC et à certains autres facteurs qui y sont précisés. La Société détient une participation de 38 % dans ce projet.

7. Projet Gros Morne – Phase II

Le projet Gros Morne phase II est un parc éolien situé dans la municipalité de Mont-Louis et la municipalité de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec. Le projet Gros Morne phase II est d'une puissance installée totale prévue de 111,0 MW et d'une production annuelle prévue de 345 188 MWh. L'exploitation commerciale du projet devrait débuter en 2012. Les deux phases du projet Gros Morne ont le même CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite. Veuillez vous reporter au paragraphe précédent pour plus de détails au sujet du CAÉ. La Société détient une participation de 38 % dans ce projet.

Projets potentiels

Tous les Projets potentiels, représentant une puissance installée nette totale de plus de 1 600 MW (puissance brute de 1 800 MW), sont aux étapes préliminaires de leur développement. Certains de ces Projets visent des DP futures précises, alors que d'autres seront disponibles pour des DP futurs qui ne sont pas encore annoncées. Il n'y aucune certitude que n'importe quel Projets potentiels sera réalisé.

La notice annuelle de la Société pour l'année terminée le 31 décembre 2008 disponible sur www.sedar.com présente de l'information complémentaire au sujet des installations et des projets de la Société.

Stratégie de la Société

La stratégie de la Société afin de créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à développer ou acquérir des installations de haute qualité de production d'énergie qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi. En tant que producteur indépendant d'énergie propre, la Société vise à créer de la valeur à partir de sources d'énergie renouvelable.

Relations stratégiques

La Société collabore souvent avec un partenaire stratégique lorsqu'elle présente des projets dans le cadre d'une DP. Dans de tels cas, la Société et le partenaire stratégique partagent la propriété des projets. Les partenaires actuels sont TransCanada Energy Ltd. (propriétaire de 62 % des projets de Cartier), la bande amérindienne de Kanaka Bar (propriétaire de 50 % du projet Kwoiek Creek), les Ojibways de la Première nation de Pic River (propriétaires de 51 % du projet Umbata Falls) et Ledcor Power Group Ltd. (propriétaire de 33 ⅓ % du projet Fitzsimmons Creek et des autres projets de Creek Power Inc.). La puissance pondérée en fonction des participations de la Société représente (i) 94,7 MW des 480,4 MW de puissance des Installations en opérations, incluant sa participation de 16,1 % dans le Fonds, (ii) 197,5 MW des 392,3 MW de puissance des Projets en développement, et (iii) 1 632 MW sur une puissance de plus de 1 841 MW des Projets potentiels.

Secteurs de croissance

La Société a tout lieu de croire que des occasions au titre de DP continueront de se présenter, particulièrement au Québec, en Colombie-Britannique et en Ontario puisque ces provinces continuent d'augmenter leurs cibles de production d'énergie renouvelable. La Société a toujours concentré ses soumissions en réponse à des DP lancées dans ces trois provinces, où elle connaît habituellement un niveau élevé de succès.

Le 25 novembre 2008, la Société a soumis cinq Projets potentiels hydroélectriques pour un total de 195,0 MW en réponse à la DP pour de l'énergie propre de 5 000 GWh lancée par BC Hydro. Les résultats devraient être connus d'ici la fin de juin 2009. Également en Colombie-Britannique, la Société pourrait soumettre le projet Kaipit de 9,9 MW et le projet Kokish de 9,9 MW dans le cadre du POS de BC Hydro pour les projets d'énergie propre d'une puissance installée de moins de 10 MW ou dans le cadre d'une DP future.

La Société est présentement en pourparlers avec des communautés locales et des Premières Nations afin de soumettre des projets éoliens en vertu de la DP de 250 MW relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec et de la DP de 250 MW relative aux projets de parcs éoliens autochtones au Québec, qui devraient être lancées en 2009, si le prix actuel de 95,00 $/MWh est ajusté afin de refléter les coûts de construction en hausse auxquels sont confrontés les promoteurs de projets d'énergie propre. La Société prévoit également participer à la DP projetée au Québec relativement aux petites

centrales hydroélectrique de 150 MW pour les municipalités et les communautés autochtones. De plus, la Société prévoit répondre plus activement aux DP en Ontario, où l'équipe de direction a mis en service commercial trois centrales.

L'équipe de direction de la Société considère également que les États-Unis constituent un marché attrayant et continuera à évaluer les possibilités dans ce marché, particulièrement à la lumière de l'objectif de l'administration Obama d'augmenter la production d'énergie renouvelable. Selon les statistiques de l'industrie[1], les États-Unis constituaient le deuxième producteur d'énergie éolienne en importance dans le monde au début de l'année 2008, hébergeant approximativement 18,1 % de la puissance mondiale avec 16 971 MW de puissance installée. Cette industrie croît rapidement et de nouvelles installations ont fait augmenter la capacité de production d'énergie éolienne du pays de 45,1 % en 2007[1].

[1] Source: Windpower Monthly

Diversification

La Société peut également connaître une expansion au moyen de l'acquisition de projets potentiels qui sont à différentes étapes de développement ou des éléments d'actif adéquats qui sont déjà en service commercial. En tant que qu'entreprise ouverte, la Société pourrait utiliser ses capitaux propres pour financer les acquisitions éventuelles. Comme elle l'a fait dans le passé, la Société continuera à concentrer ses activités sur les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens, même si elle peut chercher à croître au moyen d'autres formes de production d'énergie renouvelable, y compris l'énergie solaire et géothermique, si des occasions rentables dans ces secteurs se développent. Des projets futurs peuvent être situés dans n'importe quelle région où ces occasions rentables existent, mais la Société prévoit que de tels projets seront principalement situés au Canada et aux États-Unis. Même si la Société prévoit continuer à se concentrer dans la vente d'électricité au moyen de CAÉ à long terme, elle pourrait également envisager d'entrer dans le marché de l'électricité à titre de grossiste si elle repère des occasions rentables.

Facteurs clés de croissance

La croissance future de la Société sera influencée par les cinq facteurs clés suivants : (i) la demande de la population et des gouvernements pour une énergie renouvelable; (ii) sa capacité à évaluer et à obtenir les meilleurs sites potentiels dans le but de développer de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales; (iii) sa capacité à conclure des CAÉ intéressants et d'obtenir les permis environnementaux et autres permis requis; (iv) sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits d'exploitation et les charges prévus pour chacun de ses projets et (v) la disponibilité du financement. Avec la menace du réchauffement climatique ainsi que la reconnaissance et le soutien grandissants des gouvernements à l'égard du besoin de protéger l'environnement, la Société est d'avis que l'industrie de l'énergie renouvelable a un avenir prometteur.

Capacité de livrer les résultats

Le meilleur atout de la Société, qui évolue dans un secteur compétitif, est l'expérience et l'engagement de son équipe de direction. Cette équipe a une feuille de route éprouvée quant à la réalisation de ses projets avant la date de mise en service commercial prévue par les CAÉ et en n'engageant pas de dépassement important des coûts grâce à une gestion rigoureuse du processus de construction. La Société compte au total 49 employés et supervise les 14 employés des sociétés d'exploitation afin de fournir les services prévus à la Convention d'administration avec le Fonds, à la Convention de gestion avec la Fiducie d'exploitation et à la Convention de services. Les 14 employés des sociétés d'exploitation s'occupent de l'exploitation et de l'entretien des installations du Fonds. Les employés de la Société possèdent les connaissances et compétences spécialisées nécessaires pour mener à bonne fin ses activités. La Société peut compter sur un réseau de partenaires dans les domaines technique, financier et juridique et a démontré son habileté à complémenter ses capacités internes par l'utilisation efficiente de consultants externes, au besoin. De plus, la Société fait appel aux services de diverses sociétés d'ingénierie indépendantes pour l'aider dans l'analyse de faisabilité de ses projets.

Tendances du marché

Les producteurs d'énergie renouvelable produisent de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, notamment (i) l'eau; (ii) le vent; (iii) certains déchets comme la biomasse (par exemple, des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement; (iv) les sources géothermiques, comme la chaleur ou la vapeur et (v) le soleil. Bien que les services publics réglementés traditionnels continuent de dominer les marchés nord-américains de la production d'électricité, il est reconnu que les producteurs indépendants d'électricité joueront un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement des besoins en électricité à l'avenir. 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 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 diverses initiatives, notamment (i) l'augmentation des mesures incitatives commanditées par les gouvernements, (ii) la disponibilité des contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties ayant une très bonne cote de crédit, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'élaborer de nouveaux projets dans un environnement peu risqué tout en pouvant s'attendre à des flux de trésorerie contractuels stables

à long terme, (iii) la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport d'électricité, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité et (iv) l'efficacité des producteurs indépendants d'énergie.

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 et du combustible fossile, certains marchés provinciaux concurrentiels, la hausse des coûts liés aux sites hydroélectriques à grande échelle, 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'énergies renouvelables et les délais plus courts de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Des 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. Plusieurs provinces font également les investissements nécessaires au réseau de transport d'énergie électrique et mettent l'accent sur la conservation et la réduction de la demande.

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques dans le monde. Malgré la concurrence pour les sites appropriés et les défis que représente le transport de l'énergie sur de longues distances, les faibles coûts d'exploitation et la longue durée de vie utile de ces installations nous permettent de croire que la production d'énergie hydroélectrique continuera d'être une importante source d'énergie abordable pendant plusieurs années. Les corridors de transport au Canada ont traditionnellement relié les principales installations aux grands centres 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 projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

Selon l'Office national de l'énergie, la production d'énergie éolienne au Canada a atteint un stade de développement commercial et constitue maintenant la source d'énergie renouvelable qui connaît la plus forte croissance au pays. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, une puissance d'énergie éolienne d'environ 2 246 MW a été installée en date de décembre 2008. La puissance installée d'énergie éolienne au Canada a augmenté de manière importante au cours de chacune des quatre dernières années, principalement en raison des normes provinciales en matière d'offre d'énergie renouvelable, des délais relativement courts de construction, des bonnes sources d'énergie éolienne, y compris des vastes côtes et des vents forts dans diverses régions rurales, et de nombreux appels d'offres visant l'énergie renouvelable. Les défis usuels de disponibilité des ressources et de transport d'électricité existent au Canada et, dans certaines régions, l'accès aux lignes de transport avec une puissance disponible constitue un enjeu d'ordre économique ou réglementaire. Néanmoins, l'Association canadienne de l'énergie éolienne a proposé comme objectif la construction d'installations de production d'énergie éolienne d'une puissance de 7 000 MW d'ici 2013.

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 qui sont généralement appliquées et mises en œuvre en tant que but ou cible plutôt qu'exigences obligatoires. Ces normes traduisent de manière générale les enjeux distincts relatifs aux ressources liées à la production d'électricité dans des structures de l'industrie de l'électricité d'une province et sa géographie. Les normes établissent généralement une cible d'augmentation de la production renouvelable dans la diversification des sources de production d'électricité afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Pour atteindre ces cibles, les normes ont été élaborées par les autorités provinciales ou leurs entreprises de services publics pour s'approvisionner en ressources renouvelables et, dans certains cas, offrir des CAÉ au moyen d'un processus d'appels d'offres concurrentiel. Le processus d'appels d'offres concurrentiel vise à assurer que les normes sont atteintes au coût le plus faible possible et selon la plus haute probabilité de réalisation du projet. Les programmes d'offre standard ont également été employés ou prévus dans certaines provinces comme un mécanisme permettant aux projets de plus petite taille de contribuer à l'atteinte des objectifs de production renouvelable en simplifiant le processus de négociation et de financement et en diminuant les coûts opérationnels d'obtention d'un CAÉ relativement petit mais à long terme.

Plusieurs provinces ont récemment publié, ou préparent actuellement, de nouveaux appels d'offres d'importance ou des programmes d'offre standard en vue d'obtenir une puissance installée additionnelle de production d'électricité provenant de sources renouvelables. Grâce aux normes provinciales en matière d'offre d'énergie renouvelable, plusieurs provinces ont ciblé un pourcentage d'électricité devant être produite à partir de sources renouvelables. Les cibles provinciales actuelles visant l'énergie propre ou renouvelable dans les sources d'approvisionnements s'établissent ainsi : la Colombie-Britannique exige que l'énergie renouvelable ou propre continue de compter pour au moins 90 % de la production totale; la Saskatchewan exige 50 % d'ici 2025, la Nouvelle-Écosse exige 20 % d'ici 2013; l'Île-du-Prince-Édouard exige 30 % d'ici 2016; l'Ontario exige 10 % devant être accordé sous contrat d'ici 2010; et le Québec cherche à obtenir une puissance de production éolienne installée de 4 000 MW d'ici 2015.

Impact de la crise financière

Étant donné la période actuelle de volatilité et d'incertitude à laquelle la plupart des pays développés sont confrontés, cette section sert à informer les investisseurs à propos de cinq paramètres importants qui ont changé en raison de la crise : (i) la disponibilité du crédit et son coût, (ii) la demande des clients, (iii) les taux de change, (iv) les matières premières et (v) les contreparties.

Disponibilité et coût du crédit

Même si les institutions financières continuent à prêter, elles le font de manière beaucoup plus prudente et imposent certaines conditions qui pourraient accroître le coût du crédit ou empêcher la Société d'y accéder pour la poursuite des Projets en développements ou potentiels. Si la Société n'est pas en mesure d'obtenir du financement pour les projets dans les délais requis et selon des conditions commercialement acceptables, la construction de Projets en développements et de Projets potentiels additionnels pourrait être reportée. Les activités actuelles d'exploitation et de construction de la Société sont financées au moyen de facilités à long terme sans recours conclues avec des banques solides avec lesquelles elle a de bonnes relations. En date de la publication de ce rapport de gestion, seul le financement du projet Fitzsimmons Creek a besoin d'être conclu afin de permettre à la Société de combler tous ses besoins de financement. La Société a donc signée un engagement ferme pour le financement du projet Fitzsimmons Creek en mars 2009 avec une institution financière canadienne. À la suite du processus habituel de syndication, la Société s'attend à clore ce financement avant la fin du deuxième trimestre de 2009.

Demande des clients

La Société vend son électricité à des entreprises de services publics détenues par des gouvernements provinciaux selon des CAÉ à long terme. La crise financière n'a donc aucun impact sur la demande des clients de la Société pour son électricité, mais elle pourrait se traduire en définitive par une baisse de la consommation d'électricité des clients de ces entreprises. Toutefois, la Société croît que l'énergie renouvelable continuera d'être la source privilégiée d'approvisionnement en nouvelle énergie et que les entreprises de services publics continueront de lancer des DP pour atteindre leurs objectifs en matière d'énergie renouvelable.

Taux de change

Actuellement, la Société n'est active qu'au Canada et n'est donc pas exposé de façon significative aux variations des taux de change.

Matières premières

Les coûts de construction de la Société pourraient être exposés aux variations du prix des matières premières. Toutefois, les Projets en développements actuellement en construction, soit Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek, sont réalisés en vertu de contrats de construction à prix fixe et ne sont donc pas touchés par les variations du prix des matières premières. Néanmoins, les coûts de construction des projets futurs pourraient bénéficier de prix des matières premières plus faibles puisque le prix de plusieurs composantes des projets est influencé par les prix des matières premières, tel l'acier et le cuivre.

Contreparties

La Société compte sur certains entrepreneurs et sous-traitants pour la construction de ses installations. Ces entrepreneurs pourraient être affectés par la crise financière, et ce, au détriment de la Société. Afin de se protéger contre ce risque, la Société a exigé que les entrepreneurs déposent des garanties de performance, de matériaux et de main d'œuvre émises par des compagnies d'assurance pour des sommes allant jusqu'à 50 % de la valeur de leurs contrats avec la Société.

Performance globale

Installations en opération

Glen Miller
Durant l'année terminée le 31 décembre 2008, la centrale hydroélectrique Glen Miller a produit 45 842 MWh, un niveau supérieur de 10 % à la moyenne à long terme de 41 606 MWh en raison de conditions hydrologique plus favorables. À compter du moment de son acquisition jusqu'à la fin de 2007 (26 jours), la centrale Glen Miller a produit 2 530 MWh.

Umbata Falls
Du début de sa mise en service commercial le 12 novembre 2008 jusqu'à la fin de 2008 (50 jours), la centrale hydroélectrique Umbata Falls a produit 6 006 MWh, un niveau inférieur à la moyenne à long terme de 8 780 MWh en raison de problèmes usuels liés au démarrage et de conditions hydrologiques inférieures à la moyenne à long terme.

Carleton
Pendant la période de 40 jours qui a suivi le début des activités commerciales le 22 novembre 2008, le parc éolien de Carleton a produit 16 270 MWh, un niveau inférieur à la moyenne à long terme de 18 829 MWh en raison de problèmes usuels liés démarrage et aux régimes de vent inférieurs à la moyenne à long terme.

Participation de 16,1 % dans le Fonds
Depuis le 6 décembre 2007, la Société détient 4 724 409 parts, ou 16,1 % du Fonds, qui détient des intérêts dans dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens en exploitation. En 2008, les dix centrales hydroélectriques et les deux parcs éoliens du Fonds ont généré 862 394 MWh d'énergie, soit 42 % de plus que les 608 509 MWh pour la période de douze mois de 2007 et 3 % de plus que la moyenne à long terme. Cette augmentation est principalement due à l'apport des parcs éoliens Baie-des-Sables (« BDS ») et L'Anse-à-Valleau (« AAV ») pendant une année complète et à des conditions hydrologiques plus favorables. En 2008, les parcs éoliens BDS et AAV ont produit 213 632 MWh comparativement à 18 257 MWh en 26 jours en 2007 et les conditions hydrologiques ont généré une production supérieure de 7 % à la moyenne à long terme, alors qu'en 2007 la production a été inférieure de 3 % à la moyenne à long terme.

Projets en développement

La Société détient sept Projets en développement, Deux de ces projets sont présentement en construction et cinq sont à la phase de l'obtention des permis. Le tableau suivant présente un aperçu de l'état d'avancement des projets en construction détenus par la Société.

Projets en développement (en construction)

Nom du projet	Localisation	Puissance installée (MW)	Production moyenne à long terme estimée (MWh)	Coûts totaux de construction estimés (M$)	Coûts totaux de construction au 31 décembre 2008 (M$)	Date de mise en service commercial prévue
HYDRO						
Ashlu Creek	Colombie-Britannique (« CB »)	49,9	265 000	138,0	100,4	4T 2009
Fitzsimmons Creek [1]	CB	7,5	33 000	33,2	11,8	4T 2010

1 La Société détient 66 ⅔ % dans ce projet.

Ashlu Creek
Le financement de la construction du projet hydroélectrique Ashlu Creek comporte des dispositions relatives à la date de mise en service commercial prévue et des exigences de financement par capitaux propres. En 2008, des délais dans le creusement horizontal du tunnel ont entraîné le report de la date de la mise en service commercial du projet ainsi que des coûts supplémentaires d'environ 6 M$. En raison de ces délais et de ces coûts supplémentaires, la Société et les bailleurs de fonds se sont entendus sur une convention de crédit modifiée, le 9 octobre 2008, qui tient compte de la nouvelle date prévue pour la mise en service commercial (telle qu'acceptée par BC Hydro) et des capitaux propres additionnels investis par la Société pour l'achèvement des travaux.

État d'avancement des travaux de construction
En date de la publication de ce rapport de gestion, les travaux sont terminés pour les routes d'accès, les lignes de transport d'énergie, le poste de raccordement, le détournement du cours d'eau au moyen de batardeaux et l'évacuateur de crues d'urgence. Les activités de construction pour les prises d'eau, le purgeur et la centrale sont pratiquement terminées et la fabrication de l'équipement est avancée à environ 95 %. Le creusement horizontal du tunnel de 4,4 km est terminé et le creusement de l'axe vertical de 160 mètres a débuté. La mise en service commercial est prévue pour la fin de 2009.

Fitzsimmons Creek
Au cours du troisième trimestre de 2008, une étape importante vers la signature d'un CAÉ a été franchie lorsque BC Hydro a déterminé que le projet était admissible aux termes de son POS. Compte tenu d'un calendrier POS type fourni par BC Hydro, la Société s'attend à conclure un CAÉ avec BC Hydro avant la fin du deuxième trimestre de 2009.

En vertu des règles du POS, le tarif de l'électricité est de 83,86 $/MWh et est indexé à 100 % sur l'IPC au 1er janvier de chaque année précédant la mise en service commercial, à compter du 1er janvier 2009. Par la suite, à compter du 1er janvier de l'année pendant laquelle la centrale débutera ses activités commerciales et du 1er janvier de chaque année par la suite, le tarif de l'électricité sera indexé d'un pourcentage égal à 50 % de l'IPC pendant la durée du CAÉ. BC Hydro paiera un montant additionnel de 3,10 $/MWh qui sera ajusté selon 100% de l'IPC pendant la durée du CAÉ, à compter du 1er janvier 2009 puisqu'en retour, BC Hydro bénéficiera de tous les attributs environnementaux générés par la centrale pendant la durée du CAÉ. La Société s'attend à ce que le projet Fitzsimmons Creek soit admissible au Programme écoÉNERGIE, lequel prévoit un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les dix premières années d'exploitation.

État d'avancement des travaux de construction
Le projet progresse selon l'échéancier et le budget. En date de la publication de ce rapport de gestion, environ 45 % des routes d'accès, 25 % de la conduite forcée, 66 % des batardeaux et 85 % de l'évacuateur de crues d'urgence ont été complétés. Les travaux d'excavation de la centrale ont aussi débuté. La mise en service commercial est prévue pour le quatrième trimestre de 2010.

Le tableau suivant présente un aperçu de l'état d'avancement des autres Projets en développement qui sont à la phase de l'obtention des permis.

Projets en développement (phase d'obtention des permis)

Nom du projet	Localisation	Puissance installée (MW)	Coûts totaux de construction estimés (M$)	Date de mise en service commercial prévue
HYDRO				
Matawin	Québec (« QC »)	15,0	24,6	2011
Kwoiek Creek[1]	CB	49,9	152,1	2011
ÉOLIEN				
Montagne-Sèche[2]	QC	58,5	103,0	2011
Gros Morne – Phase I [2]	QC	100,5	348,5	2011
Gros Morne – Phase II [2]	QC	111,0	pour les deux phases	2012

1 La Société détient 50 % dans ce projet.
2 La Société détient 38 % dans ce projet.

La construction du projet hydroélectrique Matawin dépend de l'émission du décret par le MRNF. La Société prévoit que la mise en service commercial aura lieu en 2011 si le décret est émis à l'intérieur de délais normaux.

La construction du projet hydroélectrique Kwoiek Creek devrait commencer dès que la phase d'obtention des permis sera terminée. La construction du projet devrait s'achever en 2011.

Par suite des audiences publiques des projets éoliens Montagne-Sèche (« MS ») et Gros Morne I et II (« GM ») qui ont eu lieu en septembre 2008, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement a publié son rapport en février 2009. La Société est satisfaite des conclusions du rapport et étudie de près les bonifications recommandées aux projets éoliens MS et GM. Cette étape cruciale pour le développement des projets éoliens est bien en avance sur l'échéancier.

Projets potentiels

Étant donné les acquisitions d'Innergex II le 6 décembre 2007 et d'une participation de 66 ⅔% dans Creek Power Inc. le 29 août 2008 (« l'Acquisition de Creek Power Inc. »), la Société a acquis des projets hydroélectriques et éoliens potentiels représentant une puissance installée nette potentielle de plus de 1 600 MW (puissance brute de 1 800 MW).

Projets potentiels

Nom du projet	Localisation	Participa-tion	Puissance installée brute (MW)	Demandes de propositions
HYDRO				
Kipawa	QC	48,0 %	42,0	DP futures d'Hydro-Québec
Mkw'Alts	CB	100,0 %	47,7	CAÉ avec BC Hydro
Kaipit	CB	100,0 %	9,9	POS de BC Hydro ou DP futures
Kokish	CB	100,0 %	9,9	POS de BC Hydro ou DP futures
Hurley River	CB	66 ⅔ %	46,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
Upper Lillooet	CB	66 ⅔ %	74,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
Gun Creek	CB	66 ⅔ %	36,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
Boulder Creek	CB	66 ⅔ %	23,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
North Creek	CB	66 ⅔ %	16,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
Divers projets Creek Power Inc.	CB	66 ⅔ %	Potentiel de 50 MW sur un total de plus de 100 MW	POS de BC Hydro ou DP futures
Sous-total HYDRO			**354,5**	
ÉOLIEN				
Roussillon	QC	100,0 %	108,0	DP futures d'Hydro-Québec
Kamouraska	QC	100,0 %	124,5	DP futures d'Hydro-Québec
Saint-Constant	QC	100,0 %	70,0	DP futures d'Hydro-Québec
Club des Hauteurs	QC	100,0 %	195,5	DP futures d'Hydro-Québec
Haute-Côte-Nord Est	QC	100,0 %	170,0	DP futures d'Hydro-Québec
Haute-Côte-Nord Ouest	QC	100,0 %	168,0	DP futures d'Hydro-Québec
Rivière-au-Renard	QC	50,0 %	25,0	DP futures d'Hydro-Québec
Les Méchins	QC	38,0 %	150,0	CAÉ avec Hydro-Québec
Divers projets	CB	100,0 %	Potentiel de 475 MW sur un total de plus de 975 MW	DP future de BC Hydro
Sous-total ÉOLIEN			**1 486,0**	
Total			**1 840,5**	

En novembre 2008, cinq Projets potentiels hydroélectriques ont été soumis en vertu de la DP 2008 pour de l'énergie propre (*Clean Power Call* ou CPC) de BC Hydro. Les résultats sont attendus avant la fin de juin 2009. La Société pourrait également soumettre les projets hydroélectriques Kaipit de 9,9 MW et Kokish de 9,9 MW dans le cadre du POS de BC Hydro pour les projets d'énergie propre d'une puissance installée de moins de 10 MW ou dans le cadre d'une DP future.

Étant donné l'incertitude entourant l'issue des négociations en cours relativement au projet éolien Les Méchins (« LM ») et au projet hydroélectrique Mkw'Alts (« Mkw'Alts ») (voir les paragraphes suivants), ils ont été classés dans les Projets potentiels par la Société même s'ils détiennent chacun un CAÉ.

Plus spécifiquement, en 2008, le contrat d'approvisionnement en turbines du projet LM a été annulé par le fournisseur et certains droits de superficies en relation avec des terres privées n'ont pas été obtenus tel que requis selon les conditions du CAÉ. La Société négocie présentement avec d'autres fournisseurs de turbines afin d'obtenir le bon type et le nombre requis de turbines, ainsi qu'avec les propriétaires restants afin d'en arriver à une entente. Si la Société est en mesure de résoudre ces difficultés, elle tentera de repousser la date limite de la mise en service commercial fixée dans le CAÉ avec Hydro-Québec. La Société croit qu'Hydro-Québec acceptera un tel amendement puisque le tarif auquel l'électricité est vendue en vertu du CAÉ du projet LM est avantageux pour Hydro-Québec compte tenu de la hausse des coûts devant être engagés pour obtenir de nouvelles sources d'énergie.

Le 1er novembre 2008, la licence d'occupation du projet Mkw'Alts n'a pas été renouvelée par la province de la Colombie-Britannique puisque la Société n'est pas encore parvenue à obtenir un accord avec la Nation Lil'wat pour deux raisons : (i) la signification des terres dans la culture de la Nation Lil'wat et ii) la signature d'un accord sur la planification de l'utilisation des terres entre la Nation Lil'wat et le gouvernement de la Colombie-Britannique en avril 2008, et ce, sans consulter la Société en dépit de la licence d'occupation détenue par cette dernière et pendant que la Société tentait de négocier avec la Nation Lil'wat. La province de la Colombie-Britannique a indiqué qu'aucun nouveau permis d'occupation ne serait émis à moins que la Société ne parvienne à une entente avec la Nation Lil'wat. La Société a aussi reçu un avis de proposition d'annulation du permis conditionnel d'utilisation de l'eau. Si la Société est en mesure de résoudre les difficultés associées aux négociations avec la Nation Lil'wat, au permis conditionnel d'utilisation de l'eau et à la licence d'occupation, elle tentera de repousser la date limite de la mise en service commercial fixée dans le CAÉ avec BC Hydro. La Société croit que BC Hydro acceptera un tel report puisque le tarif auquel l'électricité est vendue en vertu du CAÉ du projet Mkw'Alts est avantageux pour BC Hydro compte tenu de la hausse des coûts devant être engagés pour obtenir de nouvelles sources d'énergie.

Les projets potentiels éoliens Roussillon, Kamouraska et Massif-du-Sud ont été proposés dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec pour 2 000 MW d'énergie éolienne, qui s'est conclu le 18 septembre 2007. Le 5 mai 2008, Hydro-Québec Distribution a annoncé les soumissionnaires retenus en vertu de son appel d'offres. Les trois projets proposés par la Société n'ont pas été retenus. Conséquemment, la valeur comptable du projet proposé Massif-du-Sud a été radiée, car il était situé dans la même région qu'un autre projet qui a été retenu. Cependant, il est toujours prévu que les Projets potentiels de Roussillon et Kamouraska seront présentés dans le cadre de futurs appels d'offres d'Hydro-Québec.

La Société est présentement en pourparler avec des communautés locales et des Premières Nations afin de soumettre des projets éoliens en vertu de la DP de 250 MW relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec et de la DP de 250 MW relative aux projets de parcs éoliens autochtones au Québec, qui devraient être lancées en 2009, si le prix actuel de 95,00 $/MWh est ajusté afin de refléter les coûts de construction en hausse auxquels sont confrontés les promoteurs de projets d'énergie propre.

Information annuelle choisie

Information annuelle choisie	31 décembre 2008	31 décembre 2007	31 décembre 2006
Produits	5 866 535 $	8 048 842 $	6 236 995 $
Charges	7 242 209 $	6 364 050 $	5 795 428 $
(Perte nette) Bénéfice net et résultat étendu	(33 909 317) $	5 546 376 $	178 763 $
Par action (de base)	(1,44) $	1,64 $	0,13 $
Par action (diluée)	(1,44) $	1,64 $	0,13 $
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	23 500 000 $	3 383 477 $	1 359 473 $
Total de l'actif	435 048 400 $	343 259 507 $	3 757 301 $
Passifs financiers à long terme :			
Reliés aux installations en exploitation	88 588 764 $	17 000 000 $	- $
Reliés aux projets en construction	75 046 564 $	64 135 000 $	- $
Autres	7 368 652 $	3 445 600 $	600 000 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	- $	3,10 $	- $
Capitaux propres	199 026 510 $	230 531 478 $	1 809 681 $

En 2008, les produits ont diminué par rapport à 2007 principalement en raison de la comptabilisation de la part de la Société dans le bénéfice net du Fonds en tant que produits. En 2007, le bénéfice net du Fonds avait contribué pour 1,8 M$ aux produits de la Société alors que la perte nette en 2008 a eu un impact négatif de 1,4 M$ sur les produits de la Société. Ce traitement comptable n'a pas d'incidence sur les flux de trésorerie de la Société. Néanmoins, la contribution de la centrale en exploitation Glen Miller pendant une année complète comparativement à 26 jours en 2007 ainsi que le début des activités commerciales aux installations Umbata Falls et Carleton ont permis d'atténuer cet impact. Pour l'année 2007, la croissance des produits par rapport à 2006 était attribuable à la comptabilisation de la part de la Société dans le bénéfice net du Fonds en tant que produits.

Au cours de l'année terminée le 31 décembre 2008, les charges ont augmenté comparativement à 2007 en raison de la comptabilisation d'une charge hors trésorerie liée à l'attribution d'options d'achat d'actions le 6 décembre 2007 et des charges additionnelles liées au fait que la Société est devenue une entreprise ouverte.

La Société a enregistré une perte nette de 33,9 M$ en 2008 comparativement à un bénéfice net de 5,5 M$ en 2007. Cette diminution est principalement due à la perte de valeur des frais de développement liés aux projets de 18,3 M$, à la comptabilisation d'une perte non réalisée sur instruments financiers dérivés de 17,7 M$, à la perte de valeur de l'écart

d'acquisition de 3,6 M$ et à la perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 2,4 M$. Ces facteurs on été partiellement contrebalancés par un recouvrement d'impôts futurs de 11,7 M$. Les pertes non réalisées sur instruments financiers dérivés résultent de la baisse généralisée des taux d'intérêt de référence.

Le total de l'actif et la dette à long terme ont augmenté en 2008 puisque la Société a complété la construction du projet hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton, a poursuivi le développement du projet hydroélectrique Ashlu Creek et a ajouté le projet Fitzsimmons Creek lors de l'Acquisition de Creek Power Inc. Pour fins de comparaison, l'accroissement du total de l'actif, de la dette à long terme et des capitaux propres en 2007 avait été le résultat du PAPE réalisé de façon concomitante à l'acquisition d'Innergex II le 6 décembre 2007 tel que décrit sous la rubrique *Vue d'ensemble* de ce rapport de gestion.

La Société est une entreprise de développement et conséquemment, elle n'a pas déclaré de dividende en 2008 et ne prévoit pas en déclarer dans un avenir rapproché. Avant son PAPE en 2007, la Société a déclaré un dividende de 3,10 $ sur ses 1 942 000 actions ordinaires pour un montant total de 6,0 M$. L'accroissement du nombre moyen pondéré d'actions en circulation au fil des années est dû au PAPE, qui explique à son tour la variation du bénéfice net et du résultat étendu par action en 2006, 2007 et 2008.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la Société pour l'année 2008 couvrent la période débutant le 1er janvier 2008 jusqu'au 31 décembre 2008, et sont comparés aux résultats de la période correspondante en 2007. Il est important de rappeler que pour la majeure partie de l'année 2007 (339 jours), la Société fournissait seulement des services de gestion et d'administration au Fonds et à Innergex II et détenait une participation de 15 % dans Innergex II. La Société ne détenait pas d'installations de production d'électricité, de projets en développement ni de parts du Fonds avant le 6 décembre 2007.

Produits

Produits	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008		Pour l'année terminée le 31 décembre 2007	
Produits d'exploitation	4 902 132	$	168 673	$
Frais de gestion	2 335 262		6 056 815	
Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable	(1 370 859)		1 823 354	
Produits	5 866 535	$	8 048 842	$

La Société a réalisé des produits de 5,9 M$ pour la période de douze mois de 2008, comparativement à des produits de 8,0 M$ en 2007. Cette diminution est surtout attribuable à la comptabilisation de la quote-part du bénéfice net ou de la perte nette du Fonds détenue par la Société en tant que produits. À titre de gestionnaire et propriétaire de 16,1 % des parts du Fonds en circulation, la Société est considérée, sur une base comptable, comme ayant une influence notable sur le Fonds. Ainsi, la Société comptabilise sa part du bénéfice net ou de la perte nette du Fonds en tant que produits, qu'elle ajuste pour tenir compte de l'amortissement des actifs incorporels et des impôts sur les bénéfices futurs liés à l'excédent du coût du placement dans le Fonds par rapport à la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis. En 2008, la perte nette du Fonds a réduit les produits de la Société de 1,4 M$ alors que le bénéfice net du Fonds en 2007 avait contribué pour 1,8 M$ aux produits. La perte nette du Fonds en 2008 est le résultat d'une perte non réalisée sur instruments financiers dérivés de 21,2 M$ qui a influencé négativement le bénéfice net du Fonds et conséquemment, la quote-part de la Société du bénéfice net du Fonds. Le bénéfice net du Fonds pour la période de 26 jours terminée le 31 décembre 2007 comprenait un recouvrement d'impôts futurs non récurrent de 6,7 M$ qui a influencé positivement le bénéfice net du Fonds ainsi que la quote-part de la Société du bénéfice net du Fonds.

Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008		Pour l'année terminée le 31 décembre 2007	
Quote-part de 16,1 % du bénéfice net du Fonds	(520 279)	$	1 062 694	$
Diminution des taux d'imposition	-		821 249	
Amortissement des actifs incorporels	(1 173 214)		(83 571)	
Impôts futurs	322 634		22 982	
Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable	(1 370 859)	$	1 823 354	$

Les installations en opération de la Société ont généré des produits de 4,9 M$ en 2008, en hausse par rapport à 0,2 M$ en 2007. Cette amélioration est due à la contribution de la centrale Glen Miller pendant une année complète ainsi qu'au début

des activités commerciales aux installations Umbata Falls et Carleton en novembre 2008. Par comparaison, la Société n'avait bénéficié de la contribution de la centrale hydroélectrique Glen Miller que pendant 26 jours en 2007.

En 2008, la Société a reçu 2,2 M$ en honoraires de gestion versés par le Fonds. Ce montant inclut 0,7 M$ en honoraires incitatifs et 0,2 M$ pour des services rendus au Fonds dans le cadre des acquisitions des parcs éoliens BDS et AAV et d'IHI. Pendant la même période, la Société a aussi reçu des honoraires de 0,1 M$ des opérateurs des parcs éoliens BDS et AAV. En 2007, la Société a reçu des honoraires de gestion versés par le Fonds (1,7 M$) et par Innergex II (4,4 M$) pour un montant total de 6,1 M$. Étant donné qu'Innergex II est une filiale en propriété exclusive depuis le 6 décembre 2007, la Société ne comptabilise plus les honoraires de gestion versés par Innergex II à titre de produits dans ses états financiers consolidés.

Charges

Les frais d'exploitation sont constitués principalement de salaires des opérateurs, de droits d'utilisation de l'eau, de redevances, de primes d'assurance, de taxes, d'impôts fonciers et de frais d'entretien et de réparation.

Pour l'année terminée le 31 décembre 2008, la Société a constaté des frais d'exploitation de 0,6 M$ liés aux activités de la centrale hydroélectrique Glen Miller pendant une année complète et à l'exploitation des installations Umbata Falls et Carleton depuis novembre 2008. Par comparaison, les frais d'exploitation ont totalisé 0,05 M$ en 2007 puisque la centrale Glen Miller a été prise en compte dans les résultats pour une période de 26 jours seulement.

Concurremment au PAPE, la Société a mis en place un programme d'options d'achat d'actions. La juste valeur marchande des options attribuées le 6 décembre 2007 a été établie à cette même date et est amortie dans les résultats sur le délai d'acquisition des droits qui est de quatre ans. En 2008, une charge hors trésorerie de 1,6 M$ liée à la rémunération à base d'actions a été enregistrée, en hausse par rapport à $0,1 M$ en 2007.

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 5,1 M$ en 2008, une baisse de 1,1 M$ par rapport à 2007. Cette réduction s'explique par le fait qu'Innergex II est une filiale en propriété exclusive depuis le 6 décembre 2007 et que, conséquemment, la Société capitalise une partie des frais généraux et administratifs engagés dans le cadre de l'aménagement de projets. Cette diminution est partiellement contrebalancée par des frais généraux et administratifs d'environ 0,5 M$ liés au fait que la Société est devenue une entreprise ouverte.

Amortissement

L'amortissement pour l'année 2008 a totalisé 1,8 M$ comparativement à 0,3 M$ en 2007. Cette différence est attribuable principalement à l'amortissement de la centrale hydroélectrique Glen Miller pendant une année complète comparativement à 26 jours en 2007 et à l'amortissement de la centrale hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton depuis novembre 2008.

Intérêts

En 2008, la Société a encouru des frais d'intérêts de 1,1 M$ sur sa dette à long terme (0,1 M$ en 2007). Cette hausse est due au niveau plus élevé de la dette qui provient des installations en exploitation Umbata Falls et Carleton en plus de la comptabilisation des frais d'intérêts liés à la dette à long terme de la centrale Glen Miller pour une année complète comparativement à 26 jours en 2007.

Instruments financiers dérivés

La Société utilise des instruments financiers dérivés, principalement des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt, pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. Pendant l'année terminée le 31 décembre 2008, la Société a enregistré une perte non réalisée sur instruments financiers dérivés de 17,7 M$ (gain non réalisé de 0,6 M$ en 2007). Cette perte non réalisée, le résultat des variations des justes valeurs marchandes des swaps de taux d'intérêt et des contrats à terme sur obligations qui découlent de la baisse généralisée des taux d'intérêt de référence en 2008, n'a eu aucun impact sur la trésorerie disponible de la Société.

En 2008, la Société a aussi enregistré une perte réalisée sur un instrument financier dérivé de 2,4 M$ (néant en 2007) étant donné la conversion d'un contrat à terme sur obligations en un swap de taux d'intérêt lié au projet du parc éolien Carleton. La perte réalisée sur ce contrat à terme sur obligations est contrebalancée par un swap de taux d'intérêt d'une durée de 18,5 années qui bénéficie d'un taux d'intérêt fixe plus faible que prévu, protégeant ainsi la valeur économique du projet.

Autres produits et charges

Au cours de l'année 2008, les autres produits, représentant principalement les intérêts gagnés sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie, se sont élevés à 0,6 M$ (0,1 M$ en 2007). Cette hausse découle d'un solde moyen de l'encaisse plus élevé en 2008 qu'en 2007.

La Société investit sa trésorerie dans des placements liquides tels que des acceptations bancaires et des dépôts à terme ayant des échéances à court terme. La Société n'a investi dans aucun type de papier commercial adossé à des actifs.

Perte de valeur des frais de développement liés aux projets

Pour l'année terminée le 31 décembre 2008, les pertes de valeur des frais de développement liés aux projets ont totalisé 18,3 M$ (0,1 M$ en 2007); Ces pertes sont liées aux projets potentiels Mkw'Alts (10,2 M$), Les Méchins (2,4 M$), Massif-du-Sud (1,5 M$) et divers autres projets éoliens potentiels (4,2 M$).

Le projet Mkw'Alts a été radié étant donné l'incertitude entourant l'issue des négociations avec les parties concernées, principalement la Nation Lil'wat.

Le projet Les Méchins a été radié étant donné l'incertitude entourant la possibilité de conclure une nouvelle entente d'approvisionnement en turbines avec autre fournisseur que General Electric ainsi que l'état des négociations avec certains propriétaires de terrains privés.

Le projet Massif-du-Sud a été radié puisque les terres publiques où le projet devait se situer ont été attribuées à un compétiteur par le gouvernement en mai 2008, à la suite de l'appel d'offres d'Hydro-Québec visant l'acquisition de 2 000 MW d'énergie éolienne.

Perte de valeur de l'écart d'acquisition

La Société a procédé à un test annuel d'évaluation de l'écart d'acquisition pour l'année terminée le 31 décembre 2008. Compte tenu des résultats de ce test, une charge de dépréciation de 3,6 M$ a dû être comptabilisée à l'égard du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements.

Produits inhabituels

Les produits inhabituels de 2007 (néant en 2008) proviennent de la distribution ponctuelle d'un montant de 4,3 M$, reçue d'Innergex II, pour les gains en capital réalisés à la vente des projets Rutherford Creek, Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau au Fonds, ayant eu lieu avant ou de façon concomitante au PAPE. Cette distribution a été classée comme étant inhabituelle et non récurrente.

Provision pour impôts

Le recouvrement des impôts exigibles a été de 0,01 M$ en 2008 comparativement à une provision de 0,3 M$ en 2007. Les impôts exigibles de 2007 proviennent principalement de la distribution imposable reçue d'Innergex II avant le PAPE.

En 2008, la Société a enregistré un recouvrement d'impôts futurs de 11,7 M$ découlant principalement de la perte non réalisée sur instruments financiers dérivés et de la parte de valeur des frais de développement liés aux projets. En 2007, le Société avait enregistré une provision pour impôts futurs de 0,3 M$.

Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu

La Société a enregistré une perte nette et un résultat étendu de 33,9 M$ (perte nette de 1,44 $ par action de base et diluée) en 2008. Pour la période correspondante en 2007, le bénéfice net et le résultat étendu totalisaient 5,5 M$ (1,64 $ par action de base et diluée). Cette différence est principalement attribuable à la perte de valeur des frais de développement liés aux projets (18,3 M$), à la perte non réalisée sur instruments financiers dérivés (17,7 M$), à la parte de valeur de l'écart d'acquisition (3,6 M$), à la perte réalisée sur instruments financiers dérivés (2,4 M$) et à la quote-part de la Société de la perte nette du Fonds (1,4 M$). Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le recouvrement d'impôts futurs de 11,7 M$. Par surcroît, le bénéfice net de 2007 a bénéficié de produits inhabituels de 4,3 M$.

Aucune action ordinaire n'a été émise en 2008. Conséquemment, les résultats par action de base sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré de 23 500 000 actions en circulation pour l'année 2008, comparativement à 3 383 477 actions en circulation pour l'année 2007. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour l'année 2007 est expliqué par les événements suivants :

i) Le 4 décembre 2007, la Société a amendé son capital autorisé pour un nombre illimité d'actions ordinaires et d'actions privilégiées pouvant être émises et pour annuler les actions de catégorie B en circulation à ce moment.

ii) Le 4 décembre 2007, la Société a émis 1 942 001 actions ordinaires à la suite de la conversion de 8 081 actions de catégorie B, et le 6 décembre 2007, la Société a émis 10 455 000 actions ordinaires en vertu de son PAPE. De façon concomitante à son PAPE, la Société a émis 11 102 999 actions ordinaires par voie de placement privé.

iii) Le 6 décembre 2007, la Société a attribué 1 410 000 options donnant droit aux détenteurs d'acquérir un total de 1 410 000 actions ordinaires au prix de 11,00 $ par action. Les options sont effectives pour une période de 10 ans et 25 % peuvent être exercées à chaque anniversaire de la date d'attribution.

Les résultats par action diluée pour l'année terminée le 31 décembre 2008 sont basés sur un nombre moyen pondéré de 23 500 000 actions en circulation, comparativement à un nombre moyen pondéré de 3 384 096 actions en circulation pour l'année terminée le 31 décembre 2007.

Aux 25 mars 2009, 31 décembre 2008 et 31 décembre 2007, la Société avait un total de 23 500 000 actions ordinaires en circulation.

FLUX MONÉTAIRES NETS D'EXPLOITATION

La Société considère que les flux monétaires nets d'exploitation représentent une information supplémentaire importante pour la direction et le lecteur puisqu'elle fournit une mesure de la trésorerie générée par les actifs de la Société en excluant certains éléments inhabituels, non récurrents et hors trésorerie et en incluant un élément qui a un impact significatif sur la trésorerie (soit les distributions reçues d'une entité sous influence notable). La Société calcule les flux monétaires net d'exploitation comme suit :

Flux monétaires nets d'exploitation	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008	Pour l'année terminée le 31 décembre 2007
(Perte nette) / bénéfice net	(33 909 317) $	5 546 376 $
Additionner / (déduire):		
Impôts futurs	(11 720 332)	326 357
Produits inhabituels	-	(4 330 478)
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	3 604 865	-
Perte de valeur des frais de développements liés aux projets	18 250 216	65 087
Perte nette (gain net) non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés	17 665 163	(574 798)
Amortissement	1 848 547	306 295
Portion hors trésorerie de la rémunération à base d'options d'achat d'actions	1 563 627	130 302
Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable	1 370 859	(1 823 354)
Distributions reçues sur un placement dans une entité sous influence notable	4 708 899	-
Flux monétaires nets d'exploitation	3 382 527 $	(354 213) $

En 2008, la Société a généré des flux monétaires nets d'exploitation de 3,4 M$ comparativement à une somme négative de 0,4 M$ en 2007. Cette hausse provient essentiellement de la contribution des Installations en opérations et des distributions reçues du Fonds.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'année terminée le 31 décembre 2008, les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation ont totalisé 11,6 M$, comparativement à des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 6,3 M$ en 2007. Ce changement est attribuable principalement à une variation négative des éléments hors trésorerie du fonds de roulement de 10,2 M$ en 2008 (variation positive de 2,3 M$ en 2007) découlant des hausses des débiteurs et des charges payées d'avance de 3,8 M$ et de 0,9 M$, respectivement, et d'une baisse des créditeurs et charges à payer de 5,5 M$. Par surcroît, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 2007 ont bénéficié d'une distribution ponctuelle de 4,3 M$ d'Innergex II.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

En 2008, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont totalisé 93,2 M$, en raison essentiellement des augmentations nettes des emprunts bancaires (7,8 M$) et de la dette à long terme (84,4 M$). Le niveau plus élevé de la dette est attribuable aux projets en construction, soit Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek, et aux projets complétés, soit Umbata Falls et Carleton.

En 2007, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont totalisé 95,7 M$. Ce montant inclut le produit de l'émission de capital-actions de 237,1 M$, contrebalancé des frais d'émission de 12,0 M$ et des remboursements de 124,1 M$ de la dette à long terme. L'émission d'actions et les frais d'émission sont reliés au PAPE et les remboursements de la dette sont reliés au remboursement de l'encours de la dette d'Innergex II envers les investisseurs institutionnels. La Société a également versé un dividende de 6,0 M$ à ses actionnaires avant le PAPE.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société pour la période se sont établis à un montant négatif de 110,4 M$. De ce montant, 8,7 M$ ont été utilisés pour l'Acquisition de Creek Power Inc., incluant le projet Fitzsimmons Creek, 97,9 M$ pour les acquisitions d'immobilisations corporelles, reliées essentiellement aux projets Carleton, Ashlu Creek et Umbata Falls, 2,0 M$ pour les acquisitions d'actifs incorporelles et 6,4 M$ pour l'accroissement des frais de développement liés aux projets. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par les distributions totalisant 4,7 M$ reçues de la participation de 16,1 % de la Société dans le Fonds, une entité sous influence notable.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société pour la période correspondante de 2007 se sont établis à un montant négatif à 67,8 M$. L'acquisition d'Innergex II a représenté une sortie de fonds nette de 64,1 M$, alors qu'un montant de 5,0 M$ a été affecté aux acquisitions d'immobilisations corporelles et un autre 0,6 M$ à l'accroissement des frais de développement liés aux projets. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par une diminution de 2,1 M$ des distributions recevables d'Innergex II.

La consolidation d'Innergex II dans les états financiers de la Société depuis le 6 décembre 2007 explique l'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2008 par rapport à 2007.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

En 2008, la Société a utilisé 28,7 M$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie pour financer principalement la construction du projet Ashlu Creek ainsi que l'Acquisition de Creek Power Inc. et, depuis, la construction du projet Fitzsimmons Creek. La Société prévoit que les coûts de construction futurs pour terminer le projet Ashlu Creek seront entièrement financés à l'aide de la facilité de crédit qui s'y rattache. La Société prévoit également récupérer une partie des sommes investies dans le projet Fitzsimmons Creek lorsque l'accord de crédit du projet sera conclu.

Au 31 décembre 2008, la Société détenait 6,0 M$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. Au 31 décembre 2007, la Société détenait 34,7 M$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, essentiellement en raison du PAPE.

Utilisation du produit du financement de toutes sources

En 2008, la Société a emprunté une somme de 92,9 M$ après déduction des frais afférents de 1,2 M$, a émis 0,2 M$ en bons de souscription et a de plus utilisé 22,8 M$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie pour financer l'Acquisition de Creek Power Inc. (8,7 M$), la poursuite de la construction et du développement des projets énergétiques (total de 106,5 M$) et pour rembourser 0,8 M$ de dette à long terme. Le 6 décembre 2007, la Société a émis 115,0 M$ et 122,1 M$ d'actions par voie d'appel public à l'épargne et de placement privé, respectivement. Les coûts reliés à ces deux émissions ont représenté 12,0 M$ pour un produit net total de 225,1 M$. Ce montant a servi à l'acquisition de la participation d'Innergex II qui n'était pas encore détenue par la Société (63,4 M$), au financement de la construction de projets énergétiques (5,0 M$), au remboursement ou au rachat des billets à ordre dus par Innergex II aux investisseurs institutionnels (123,9 M$), et au versement de dividendes de 3,8 M$ à ses actionnaires. La majeure partie de l'excédent de 28,4 M$ a été attribuée à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie puisque la Société prévoyait à ce moment utiliser ces sommes en 2008 pour financer la construction de projets énergétiques.

Utilisation du produit du financement de toutes sources	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008		Pour l'année terminée le 31 décembre 2007	
Produit de l'émission de dette	94 061 000	$	-	$
Moins : frais d'émission	(1 184 407)		-	
Émission de bons de souscriptions :	175 000		-	
Émission d'actions :				
6 décembre 2007 – appel public à l'épargne	-		115 005 000	
6 décembre 2007 – placement privé	-		122 132 989	
Moins : frais d'émission	-		(12 037 763)	
	93 051 593	$	225 100 226	$
Acquisition d'entreprises :				
Creek Power Inc.	8 674 274	$	-	$
Innergex II Fonds de revenu	-		63 364 165	
Acquisitions d'immobilisations corporelles	97 913 350		4 971 680	
Acquisitions d'actifs incorporels	2 012 282		-	
Accroissement des frais de développement liés aux projets	6 445 445		646 712	
Acquisitions d'autres actifs à long terme	83 319		95 094	
Remboursement de la dette à long terme	772 916		-	
Remboursement ou acquisition de billets à ordre dus par Innergex II	-		123 875 000	
Dividendes versés aux actionnaires de la Société	-		3 781 079	
	115 901 586	$	196 733 730	$
(Utilisation du) Contribution au fonds de roulement	(22 849 993)	$	28 366 496	$

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 31 décembre 2008, la Société possédait des éléments d'actif d'une valeur totale de 435,0 M$, comparativement à des éléments d'actif d'une valeur totale de 343,3 M$ à la même date en 2007. Cette augmentation est attribuable à la construction et à la finalisation en 2008 du projet hydroélectrique Umbata Falls et du projet de parc éolien Carleton. La poursuite des travaux de construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek et l'Acquisition de Creek Power Inc. ont aussi contribué à la hausse de la valeur totale des actifs.

Fonds de roulement

En date de fin d'année 2008, le fonds de roulement était négatif de 28,1 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,52:1,00. En excluant la juste valeur marchande négative des instruments financiers dérivés de 20,4 M$, le fonds de roulement était négatif de 7,7 M$ pour un ratio ajusté du fonds de roulement de 0,80:1,00. En date de fin d'année 2007, le fonds de roulement était de 34,3 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 2,69:1,00. La diminution en 2008 par rapport à 2007 n'était pas inattendue puisqu'au 31 décembre 2007, la Société disposait de 34,7 M$ de trésorerie et d'équivalents de

trésorerie à la suite du PAPE réalisé 26 jours auparavant, soit le 6 décembre 2007. Tel que prévu, une partie de ce montant a été utilisée pour financer la construction et le développement de projets. Il a aussi servi à financer l'Acquisition de Creek Power Inc.

Compte tenu (i) de la contribution aux flux de trésorerie attendue des trois Installations en opérations de la Société, (ii) du financement du projet Ashlu Creek qui n'exige aucun investissement de capitaux propres supplémentaires et (iii) de l'exécution d'un engagement ferme lié au financement par endettement pour le projet Fitzsimmons Creek, lequel financement devrait permettre à la Société de récupérer une partie des capitaux propres investis dans le projet, la Société considère que son fonds de roulement est suffisant pour combler ses besoins. Toutefois, si nécessaire, la Société pourrait retarder le développement des Projets potentiels et / ou des Projets en développements dont la construction n'a pas encore débuté afin de préserver ses liquidités. La Société peut également avoir recours à une facilité de crédit bancaire qui était d'un montant de 25,0 M$ au 31 décembre 2008, mais qui a depuis été augmentée à 30,0 M$ le 27 février 2009. Au 31 décembre 2008, 9,8 M$ de ce montant étaient utilisés à titre d'avances de fonds, 7,3 M$ étaient engagés pour l'émission de lettres de crédit et 4,2 M$ garantissaient des contrats à terme sur obligations. Conséquemment, la partie inutilisée et disponible de la facilité de crédit bancaire s'élevait à 3,8 M$ au 31 décembre 2008.

Les débiteurs ont augmenté de 19,6 M$ au 31 décembre 2007 à 22,9 M$ au 31 décembre 2008. Ils incluent un montant de 8,8 M$ à recevoir d'Hydro-Québec et des remboursements de 6,9 M$ de taxes à la consommation à recevoir, liés principalement au projet éolien Carleton.

Les créditeurs et charges à payer ont diminué de 14,8 M$ au 31 décembre 2007 à 12,0 M$ au 31 décembre 2008. Ce poste se compose principalement de comptes fournisseurs et de retenues de garanties au titre de la construction des projets Ashlu Creek, Carleton, Umbata Falls et Fitzsimmons Creek, parmi d'autres.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif à court terme ont augmenté pour passer de 3,5 M$ au 31 décembre 2007 à 20,4 M$ à la fin de 2008. Cette augmentation résulte essentiellement de la baisse généralisée des taux d'intérêt de référence enregistrée depuis le 31 décembre 2007, donnant lieu à une perte non réalisée sur les instruments financiers dérivés.

La tranche à court terme de la dette à long terme porte sur les facilités de crédit liées à Glen Miller, Umbata Falls et Carleton.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des projets hydroélectriques et des parcs éoliens qui sont soit en exploitation, soit en construction. La valeur de ces projets est enregistrée au coût et amortie selon la méthode d'amortissement linéaire compte tenu de leur vie utile estimée lors de leur mise en service commercial. La Société possédait des immobilisations corporelles d'une valeur comptable de 229,5 M$ au 31 décembre 2008, comparativement à 111,4 M$ au 31 décembre 2007. Cette augmentation s'explique par les frais de développement et les dépenses en immobilisations encourus afin de permettre aux projets Umbata Falls et Carleton d'atteindre la phase de mise en service commercial en novembre 2008, ainsi que par les frais de développement et les dépenses en immobilisations réalisées pour poursuivre la construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek présentement en cours.

			Pour l'année terminée le 31 décembre 2008	**Pour l'année terminée le 31 décembre 2007**
	Prix coûtant	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Installations hydroélectriques	52 633 511 $	902 535 $	51 730 976 $	18 763 440 $
Installation éolienne	67 723 021	290 230	67 432 791	-
Installations hydroélectriques en construction	109 850 884	-	109 850 884	81 941 014
Installations éoliennes en construction	-	-	-	10 139 750
Autres équipements	1 428 228	915 575	512 653	579 124
	231 635 644 $	2 108 340 $	229 527 304 $	111 423 328 $

Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent différents permis, licences et contrats. La Société possédait des actifs incorporels d'une valeur comptable de 44,4 M$ au 31 décembre 2008, comparativement à 40,8 M$ au 31 décembre 2007. L'Acquisition de Creek Power Inc. explique cette hausse. Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 20 à 40 ans à compter de la mise en service commercial des projets s'y rapportant.

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés dans la recherche, l'acquisition et le développement d'installations de production d'électricité. Lorsqu'un projet arrive à la phase de construction, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux actifs incorporels selon leur nature. Au 31 décembre 2008, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 31,0 M$ (37,3 M$ au 31 décembre 2007). Ce montant représente les Projets en développement qui sont à la phase de l'obtention des permis et les Projets potentiels. Les pertes de valeur des frais de développement liés aux Projets potentiels Mkw'Alts, Les Méchins et Massif-du-Sud expliquent la majeure partie de la diminution, qui a été partiellement atténuée par l'Acquisition de Creek Power Inc.

Placement dans une entité sous influence notable

Le placement de 57,1 M$ dans une entité sous influence notable (63,1 M$ au 31 décembre 2007) est lié aux 4 724 409 parts du Fonds détenues par la Société, représentant une participation de 16,1 % dans le Fonds. Ce placement est comptabilisé à la valeur de consolidation.

Impôts futurs

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à d'importants actifs ou passifs d'impôts futurs. Au 31 décembre 2008, la Société a enregistré un actif d'impôts futurs net totalisant 5,6 M$, comparativement à un passif d'impôts futurs net de 4,6 M$ en 2007. Cet actif d'impôts net provient de la perte nette avant impôts enregistrée en 2008.

Écart d'acquisition

La Société montrait un écart d'acquisition de 31,2 M$ au 31 décembre 2008, comparativement à 30,6 M$ à la même date en 2007. Cette augmentation de 0,6 M$ est attribuable à l'Acquisition de Creek Power Inc. (2,8 M$) et à une révision de la répartition du prix d'acquisition d'Innergex II effectuée en 2008 (1,5 M$). Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une perte de valeur de 3,6 M$.

Autres actifs à long terme

Les autres actifs à long terme, constitués principalement d'instruments financiers dérivés, totalisaient 1,3 M$ à la fin de la période. Au 31 décembre 2007, ce montant s'établissait à 2,2 M$ et comprenait un prêt consenti à un partenaire, qui est maintenant exigible à moins d'un an et classé dans les débiteurs, ainsi que des instruments financiers dérivés.

Dette à long terme

Au 31 décembre 2008, la dette à long terme s'élevait à 165,5 M$ comparativement à 81,1 M$ à la fin de 2007. À la fin de 2008, la dette à long terme consistait en :

i) un emprunt à terme sans recours de 16,5 M$ garanti par la centrale hydroélectrique Glen Miller échéant en 2011. Les remboursements de capital ont débuté au troisième trimestre de 2008 au rythme de 250 000 $ par trimestre, incluant le paiement du solde à la fin du terme. L'emprunt consenti porte intérêt à un taux correspondant au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable;

ii) un emprunt pour la construction sans recours de 51,0 M$, duquel 43,4 M$ ont été prélevés (dont 21,3 M$ représentent la participation de 49 % de la Société dans le projet), qui est garanti par la centrale hydroélectrique Umbata Falls. Cet emprunt échoit cinq ans suivant sa conversion en emprunt à terme. Les remboursements de capital commenceront lors de la conversion en emprunt à terme et seront basés sur une période de remboursement de 20 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable;

iii) un emprunt à terme sans recours de 53,4 M$ échéant en 2013 garanti par la participation de 38% de la Société dans le parc éolien Carleton, duquel 51,9 M$ avaient été prélevés à la fin de 2008. Les remboursements de capital, basés sur une période de remboursement de 18,5 années, ont débuté le 31 décembre 2008. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Dans le cadre du projet Carleton, les bailleurs de fonds ont aussi accepté d'accorder deux prêts à court terme : (a) un prêt aux fins du poste de raccordement Hydro-Québec TransÉnergie (« HQT ») et (b) un prêt aux fins de la TPS et de la TVP, les deux échéant le 31 mars 2009. Au 31 décembre 2008, des montants de 7,3 M$ et 5,5 M$, respectivement, avaient été prélevés aux fins de ces deux

prêts, qui portent intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. La Société remboursera l'emprunt lié au poste de raccordement HQT lors de la réception du remboursement par HQT du poste de raccordement. Elle remboursera aussi l'emprunt lié à la TPS et à la TVP à la réception du remboursement par les agences gouvernementales de la TPS et de la TVP payées lors de l'achat des éoliennes.

iv) un emprunt pour la construction sans recours de 110,0 M$, duquel 64,5 M$ ont été prélevés au 31 décembre 2008. L'emprunt est garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek et arrive à échéance 15 ans après sa conversion en emprunt à terme. Les remboursements de capital commenceront lors de la conversion en emprunt à terme et seront basés sur une période de remboursement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable.

Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit conclues par certaines filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société à honorer ses obligations. Depuis le début de l'exercice 2008, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, sauf le financement pour la construction du projet hydroélectrique Ashlu Creek qui comporte des dispositions relatives à la date de mise en service prévue et des exigences de financement par capitaux propres. Le 9 octobre 2008, la Société et les bailleurs de fonds se sont entendus sur une convention de crédit modifiée qui tient compte de la nouvelle date prévue pour la mise en service (telle qu'acceptée par BC Hydro) et des capitaux propres additionnels investis par la Société pour l'achèvement des travaux.

Capitaux propres

Au 31 décembre 2008, les capitaux propres de la Société totalisaient 199,0 M$, comparativement à 230,5 M$ au 31 décembre 2007. La variation est attribuable principalement à la perte nette de 33,9 M$ enregistrée en 2008, partiellement contrebalancée par l'émission de 0,2 M$ de bons de souscription, par une augmentation de 1,6 M$ du surplus d'apport liée à la rémunération à base d'actions et par un ajustement au titre d'une réduction nette de 0,7 M$ des frais d'émission d'actions ordinaires.

Obligations contractuelles prévues, en date du 31 décembre 2008

Obligations contractuelles	Total	Moins de 1 an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	179 629 311 $	15 993 983 $	11 993 848 $	62 496 456 $	89 145 024 $
Intérêts sur la dette à long terme	85 145 995	9 056 390	16 608 031	14 819 297	44 662 278
Contrats de location	3 449 973	91 000	188 881	198 443	2 971 650
Obligations d'achat [1]	47 889 356	35 427 820	9 226 862	630 401	2 604 273
Retenus de garantie au titre de la construction	5 057 542	-	5 057 542	-	-
Autres	1 504 442	495 520	864 313	144 608	-
Obligations contractuelles totales	322 676 620 $	61 064 712 $	43 939 478 $	78 289 205 $	139 383 225 $

[1] Les obligations d'achat proviennent principalement des ententes d'approvisionnement de turbines et de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction.

[2] Les autres obligations à long terme comprennent principalement les baux de location des bureaux.

Arrangement hors bilan

La Société n'avait pas d'arrangement hors bilan au 31 décembre 2008 et au 31 décembre 2007.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

À titre de gestionnaire d'Innergex Énergie, Fonds de revenu

La Société offre des services au Fonds et à ses filiales en vertu de trois conventions, soit une Convention de gestion, une Convention d'administration et une Convention de services. En 2008, la Société a reçu la somme de 2,2 M$ pour les services réguliers rendus en vertu de ces trois conventions (1,8 M$ en 2007). Ce montant se compose de 0,94 M$ pour des services de gestion (0,89 M$ en 2007); 0,25 M$ pour des services rendus lors des acquisitions de BDS, AAV et IHI, comparativement à 0,40 M$ en 2007 pour des frais relatifs à l'étude d'acquisitions non complétées; 0,11 M$ pour des services additionnels (0,11 M$ en 2007); 0,74 M$ en honoraires incitatifs (0,33 M$ en 2007); 0,11 M$ en services

d'administration (0,11 M$ en 2007) et 0,06 M$ pour des services rendus aux opérateurs des parcs éoliens BDS et AAV (néant en 2007).

À titre d'investisseur dans Innergex Énergie, Fonds de revenu

Le placement de la Société dans des parts du Fonds, et le bénéfice s'y rattachant, sont décrits en détail à la rubrique « Produits » sous « Résultats d'exploitation » de ce rapport de gestion.

À titre de gestionnaire d'Innergex II Fonds de revenu

Avant d'en avoir fait l'acquisition le 6 décembre 2007, la Société fournissait des services de gestion à Innergex II. Les produits tirés des honoraires de gestion ont totalisé 4,3 M$ pour l'année terminée le 31 décembre 2007.

INFORMATION SECTORIELLE

La Société compte trois secteurs isolables : (a) la production hydroélectrique, (b) la production éolienne et (c) l'aménagement et la gestion des emplacements.

La Société, par le biais des secteurs de la production hydroélectrique et de la production éolienne, vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques et éoliennes à des entreprises de services publics. Par l'entremise du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements, Innergex aménage et gère les installations hydroélectriques et éoliennes.

Les conventions comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique sur les principales conventions comptables dans les états financiers vérifiés de cette année. La Société évalue le rendement en fonction du bénéfice (de la perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments. La Société comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements à celui de la production hydroélectrique ou de la production éolienne sont comptabilisées au coût.

Les secteurs isolables de la Société exercent leurs activités en faisant appel à différentes équipes, car chaque secteur nécessite des compétences distinctes. Il n'y avait pas de secteurs isolables avant le 6 décembre 2007, puisqu'ils ont été acquis à cette même date.

	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008			
	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	$	$	$	$
Produits découlant de clients externes	3 594 469	1 336 989	935 077	5 866 535
Frais d'exploitation	525 094	88 880	-	613 974
Bénéfice d'exploitation	3 069 375	1 248 109	935 077	5 252 561
Frais généraux et administratifs	48 303	73 056	6 506 876	6 628 235
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	3 021 072	1 175 053	(5 571 799)	(1 375 674)
Actifs à long terme	62 069 217	83 083 645	259 804 429	404 957 291
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	28 379 790	31 216 790
Total de l'actif	63 768 010	102 839 825	268 440 565	435 048 400
Acquisitions d'actifs à long terme	468 199	-	135 998 124	136 466 323

Au cours de l'exercice, les cessions d'actifs des secteurs ou aux secteurs, dès la mise en service des installations de Umbata Falls et de Carleton, sont les suivantes :

	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008			
	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	$	$	$	$
Actifs à long terme	37 406 908	83 441 351	(120 848 259)	-
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	(2 837 000)	-
Total de l'actif	38 345 259	103 197 530	(141 542 789)	-

	Pour l'année terminée le 31 décembre 2007			
	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	$	$	$	$
Produits découlant de clients externes	168 673	-	7 880 169	8 048 842
Frais d'exploitation	50 076	-	-	50 076
Bénéfice d'exploitation	118 597	-	7 880 169	7 998 766
Frais généraux et administratifs	2 855	-	6 311 119	6 313 974
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	115 742	-	1 569 050	1 684 792
Actifs à long terme	25 313 901	-	263 349 920	288 663 821
Écart d'acquisition	-	-	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	25 571 910	-	317 687 597	343 259 507
Acquisitions d'actifs à long terme	-	-	4 480 188	4 480 188

Secteur de la production hydroélectrique

Au cours de l'année terminée le 31 décembre 2008, la centrale hydroélectrique Glen Miller a produit 45 842 MWh, soit 10 % de plus que la moyenne à long terme de 41 606 MWh, en raison de conditions hydrologiques favorables qui ont plus que contrebalancé l'incidence d'un arrêt de production partiel de cinq semaines au premier trimestre de 2008. Cet arrêt partiel a été causé par une défectuosité du palier guide de l'une des deux turbines en aval du générateur. La réparation a été effectuée dans le cadre de la garantie du fabricant.

Ce secteur a aussi bénéficié du début des activités commerciales à la centrale Umbata Falls le 12 novembre 2008, qui a permis de générer une énergie supplémentaire de 6 006 MWh. L'électricité produite par ces deux installations s'est soldée par des produits de 3,6 M$.

En 2008, la Société a constaté des frais d'exploitation de 0,5 M$ liés aux activités des centrales hydroélectriques ainsi que des frais généraux et administratifs de 0,05 M$. Par conséquent, le secteur a dégagé un BAIIA de 3,0 M$ au cours de la dernière année.

Les augmentations des actifs à long terme et du total de l'actif depuis le 31 décembre 2007 sont le résultat de l'achèvement du projet Umbata Falls.

Les résultats des centrales hydroélectriques revêtent un caractère saisonnier en raison des variations des niveaux d'eau d'un trimestre à l'autre au cours d'une année type. Les résultats trimestriels ne devraient donc pas être extrapolés sur une année complète. Règle générale, c'est aux deuxième et troisième trimestres d'un exercice que les produits d'exploitation bruts sont les plus élevés.

Secteur de la production éolienne

Au cours de la période de 40 jours qui s'est écoulée à compter du début des activités commerciales le 22 novembre 2008, le parc éolien Carleton a produit 16 270 MWh, soit un niveau inférieur à la moyenne à long terme de 18 829 MWh en raison des problèmes habituels liés au démarrage et des régimes de vent inférieurs aux moyennes à long terme. Après ajustement des statistiques de production pour tenir compte de la participation de 38 % de la Société dans cette installation, le parc éolien Carleton a généré des produits de 1,3 M$. En 2008, la Société a aussi comptabilisé des frais d'exploitation de 0,09 M$ liés au parc éolien ainsi que des frais généraux et administratifs de 0,07 M$. Par conséquent, le secteur a dégagé un BAIIA de 1,2 M$ au cours des 40 derniers jours de 2008.

Les actifs à long terme et le total de l'actif ont augmenté depuis le 31 décembre 2007 en raison de l'achèvement du projet Carleton.

Les résultats du parc éolien Carleton revêtent un caractère saisonnier en raison des variations saisonnières des régimes de vent d'un trimestre à l'autre au cours d'une année type. Les résultats trimestriels ne devraient donc pas être extrapolés sur une année complète. Règle générale, c'est aux premier et quatrième trimestres d'un exercice que les produits d'exploitation bruts sont les plus élevés.

Aménagement et gestion des emplacements

À titre de gestionnaire et de propriétaire de 16,1 % des parts en circulation du Fonds, la Société est considérée, à des fins comptables, comme exerçant une influence notable sur le Fonds. Par conséquent, la Société comptabilise sa quote-part des résultats nets du Fonds à titre de produits, qu'elle ajuste pour tenir compte de l'amortissement des actifs incorporels et des impôts sur les bénéfices futurs liés à l'excédent du coût de son placement dans le Fonds par rapport à la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis.

Pour la période terminée le 31 décembre 2008, la Société a constaté une perte nette de 1,4 M$ provenant de sa participation dans une entité sous influence notable.

En 2008, la Société a aussi perçu des honoraires de gestion de 2,2 M$ et de 0,1 M$ versés par le Fonds et les opérateurs des parcs éoliens BDS et AAV, respectivement. Innergex II étant une filiale en propriété exclusive depuis le 6 décembre 2007, la Société ne comptabilise plus depuis cette date les honoraires de gestion versés par Innergex II à titre de produits dans ses états financiers consolidés.

Les frais généraux et administratifs en 2008 ont totalisé 6,5 M$ et comprennent une charge hors trésorerie de 1,6 M$ liée à la rémunération à base d'actions.

Par conséquent, ce secteur a dégagé un BAIIA négatif de 5,6 M$ en 2008.

Les augmentations des actifs à long terme depuis le 31 décembre 2007 sont essentiellement attribuables à la construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek, partiellement contrebalancée par l'achèvement des projets Umbata Falls et Carleton, qui sont maintenant présentés dans leur secteur respectif.

ESTIMATIONS COMPTABLES IMPORTANTES

Les principales estimations comptables pour la Société sont liées à la valeur d'éléments d'actifs acquis et au passif pris en charge lors des acquisitions d'entreprise, à la perte de valeur d'éléments d'actif, aux durées de vie utiles aux fins d'amortissement et aux impôts futurs. Les immobilisations corporelles, composées principalement de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens, sont comptabilisées au coût. Les frais de financement liés à la construction d'immobilisations corporelles sont capitalisés lorsqu'ils sont engagés. L'amortissement des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens est fondé sur l'estimation de la durée de vie utile des actifs et est calculé au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur la période la plus courte entre 50 ans pour les centrales hydroélectriques et 25 ans pour les parcs éoliens et la période pendant laquelle la Société détient le droit d'utilisation des actifs. Les actifs incorporels se composent de différents permis, licences et contrats liés aux centrales hydroélectriques et aux parcs éoliens. Ces actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire dès le début de leur exploitation commerciale jusqu'à la première date d'échéance des permis, des licences et des contrats de chaque installation. D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 2 des états financiers.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

L'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a publié les nouvelles normes comptables suivantes :

a) Modifications apportées en 2008 :

Le chapitre 1535 du Manuel de l'ICCA, *Informations à fournir concernant le capital*, exige de la part d'une entité qu'elle fournisse les informations propres à permettre aux utilisateurs de ses états financiers d'évaluer ses objectifs, politiques et procédures de gestion de son capital. Ce chapitre s'applique aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2007. L'application de ce chapitre exige la présentation d'informations supplémentaires qui sont présentées à la note 24 des états financiers.

Le chapitre 3031 du Manuel de l'ICCA, *Stocks*, établit des normes pour l'évaluation des stocks et la communication d'information à leur sujet. L'application de ces normes n'a nécessité aucun ajustement au solde d'ouverture des bénéfices non répartis mais a requis une reclassification des autres actifs à court terme aux immobilisations corporelles pour un montant de 31 310 $. L'amortissement annuel s'en trouve augmenté de 1 122 $.

b) Nouvelle convention comptable s'appliquant dès le prochain exercice :

Le chapitre 3064 du Manuel de l'ICCA, *Écarts d'acquisition et actifs incorporels,* remplace le chapitre 3062, *Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels*, et le chapitre 3450, *Frais de recherche et de développement*. Diverses modifications ayant trait à l'uniformisation ont été apportées à d'autres chapitres du *Manuel de l'ICCA*. Le nouveau chapitre, publié en février 2008, s'appliquera aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2008. Par conséquent, la Société adoptera la nouvelle norme pour son exercice ouvert à compter du 1er janvier 2009. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition après leur comptabilisation initiale et aux actifs incorporels des entreprises à but lucratif. Les normes relatives aux écarts d'acquisition sont inchangées par rapport aux normes incluses dans l'ancien chapitre 3062. Les activités de la Société comprennent des frais de prédéveloppement qui sont capitalisés dans les coûts liés aux nouveaux projets. À compter du 1er janvier 2009, ces frais seront passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Cette norme, qui est applicable rétroactivement, exigera que la Société passe en charges les frais de prédéveloppement auparavant capitalisés. La Société évalue actuellement l'incidence future de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

Le CPN-173 du Manuel de l'ICCA, *Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers,* précise que la méthode de calcul de la juste valeur des instruments financiers dérivés doit tenir compte du risque spécifique des contreparties. La Société a déjà considéré l'incidence du CPN-173 dans l'évaluation de ses instruments financiers dérivés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. La Société ne prévoit pas que l'application du CPN-173 aura une incidence sur ses états financiers consolidés en 2009.

Le nouveau chapitre 1582 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Regroupements d'entreprises* s'appliquera aux regroupements d'entreprises pour lesquels la date d'acquisition sera à compter de la période intermédiaire et de l'exercice de la Société qui débuteront le 1er janvier 2011. L'adoption anticipée est autorisée. Ce chapitre améliore la pertinence, la fiabilité et la comparabilité de l'information relative à un regroupement d'entreprises et à ses effets que fournit dans ses états financiers l'entité présentant les états financiers.

Le nouveau chapitre 1601 du Manuel de l'ICCA, intitulé *États financiers consolidés* s'appliquera aux états financiers des périodes intermédiaires et des exercices de la Société ouverts à compter du 1er janvier 2011. L'adoption anticipée est autorisée. Ce chapitre établit des normes pour la préparation des états financiers consolidés. La Société n'a pas encore déterminé l'incidence de l'adoption de ce nouveau chapitre sur les états financiers consolidés.

Le nouveau chapitre 1602 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Participations sans contrôle* s'appliquera aux états financiers des périodes intermédiaires et des exercices de la Société ouverts à compter du 1er janvier 2011. L'adoption anticipée est autorisée. Ce chapitre établit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. La Société n'a pas encore déterminé l'incidence de l'adoption de ce nouveau chapitre sur les états financiers consolidés.

c) Normes internationales d'information financière :

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les entreprises ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada sont tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») pour les entreprises. À compter du 1er janvier 2011, les sociétés doivent passer des PCGR canadiens aux IFRS. La Société appliquera donc les IFRS à partir du trimestre se terminant le 31 mars 2011. La Société a commencé à élaborer des plans pour la mise en œuvre des nouvelles normes. Un calendrier portant sur toutes les étapes que doit suivre la Société a été établi afin de respecter la date de conversion. Pour le moment, la Société ne peut raisonnablement estimer l'incidence de l'adoption des IFRS sur ses états financiers consolidés.

GESTION DES RISQUES

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur le financement par emprunt. Puisque ces instruments financiers sont conclus avec d'importantes institutions financières, la Société considère le risque d'illiquidité comme étant faible.

Étant donné que la dette de la Société est à taux d'intérêt variable, elle utilise des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt pour protéger le rendement économique de ses projets en construction et de ses installations en exploitation. La Société ne prévoit pas régler ses instruments financiers dérivés avant leur échéance, puisqu'elle ne détient pas ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Au 31 décembre 2008, la Société détenait un swap de taux d'intérêt d'un montant de 53,1 M$ en relation avec le parc éolien Carleton, sept contrats à terme sur obligations totalisant 110,0 M$ liés au projet Ashlu Creek (les « Contrats Ashlu ») et deux contrats à terme sur obligations totalisant 35,0 M$ liés au projet Umbata Falls (les « Contrats Umbata »). À cette date, la juste valeur marchande combinée de ces contrats s'établissait à un montant négatif de 22,7 M$. Les pertes non réalisées sur instruments financiers dérivés en 2008, causées par la baisse généralisée des taux d'intérêts de référence, expliquent cette hausse de la valeur négative des instruments financiers dérivés. Au 31 décembre 2007, le notionnel total des instruments financiers dérivés était de 176,2 M$ et leur juste valeur marchande combinée correspondait à un montant négatif de 5,0 M$. Ces montants sont présentés au bilan sous *Instruments financiers dérivés* et leurs variations sont comptabilisées dans les états consolidés des résultats sous (*Perte nette) gain net non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés*. La Société ne fait pas appel à la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés.

En 2008, la Société a conclu un swap de taux d'intérêt amortissable d'un montant de 53,4 M$ lié au parc éolien Carleton, qui a permis de fixer le taux d'intérêt à 3,45 % jusqu'à la date d'échéance de mars 2027 (le « Swap Carleton »), éliminant ainsi son exposition aux taux d'intérêt variables sur ce montant. Elle a aussi prorogé les dates d'échéance des Contrats Umbata au 28 janvier 2009 et des Contrats Ashlu aux 16 et 17 mars 2009. La Société prévoit modifier ou prolonger ces contrats à terme sur obligations, ou conclure de nouveaux contrats à terme sur obligations ou swaps équivalents, afin d'apparier les échéances des emprunts sous-jacents et de protéger la valeur économique de ses projets.

Depuis la fin de l'année 2008, les Contrats Umbata ont été modifiés en un swap de taux d'intérêt le 28 janvier 2009 permettant à la Société de payer un taux d'intérêt fixe. De plus, le 16 mars 2009, un contrat à terme sur obligations (notionnel de 25,0 M$) faisant partie des Contrats Ashlu a été prorogé au 16 juin 2009 et les six autres (notionnel de 85,0 M$) ont été prorogés au 31 mars 2009.

L'incapacité à proroger de nouveau les Contrats Ashlu pourrait entraîner un manque de liquidités. Néanmoins, la Société et ses filiales ont toujours été en mesure de prolonger/renouveler les contrats à terme sur obligations, ou d'obtenir du financement externe afin de rencontrer les exigences en capitaux. Une fois les projets complétés et opérationnels, il est prévu que les contrats à terme sur obligations seront transformés en swaps de taux d'intérêt, permettant ainsi à la Société de protéger le rendement économique de ses projets.

L'exercice de l'option de résiliation anticipée prévue au Swap Carleton par la contrepartie pourrait également entraîner un manque de liquidités. Toutefois, cette option ne peut être exercée qu'à une seule occasion pendant la durée de vie du swap, soit le 1er décembre 2013. Si cette option devait être exercée, une perte présumée réalisée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les frais d'intérêt futurs, puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêts seraient plus faibles que celui prévu au swap existant. La Société estime que la probabilité d'un tel exercice est négligeable.

En 2005, Innergex II (maintenant une filiale de la Société) a vendu au Fonds la centrale hydroélectrique Rutherford Creek de 50 MW. L'entité propriétaire de l'actif, Rutherford Creek Power, S.E.C., a accepté de verser des redevances à Innergex II suivant l'expiration ou la résiliation du CAÉ de Rutherford Creek en septembre 2024, fondées sur la réalisation de certains seuils de produits. Au 31 décembre 2008, la juste valeur de cet instrument financier était de 0,8 M$ (0,7 M$ au 31 décembre 2007). Ce montant est présenté au bilan sous le poste *Autres actifs à long terme* et ses variations sont inscrites à l'état des résultats sous le poste (*Perte nette) gain net non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés*.

RISQUES ET INCERTITUDES

La Société s'expose à divers risques d'entreprise et a décrit ci-dessous ceux qu'elle considère importants. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui ne sont pas actuellement connus de la Société, ou qu'elle considère peu importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur ses affaires. D'autres risques et incertitudes sont présentés à la rubrique intitulée *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la Société pour l'année terminée le 31 décembre 2008.

Mise en œuvre de la stratégie

La stratégie de la Société afin de créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à développer des installations de production d'électricité 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 attrayants pour poursuivre sa croissance. La mise en œuvre d'une stratégie de placement réussie fondée sur la valeur exige une appréciation commerciale prudente, doit être réalisée au moment opportun, et requiert également les ressources nécessaires pour réaliser le développement d'installations de production d'électricité. La Société peut sous-estimer les coûts liés à la mise en service commercial d'installations de production d'électricité 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 à partir des fonds générés par les activités d'exploitation de la Société, de son placement dans le Fonds, les emprunts et / ou les émissions d'actions supplémentaires. Dans la mesure où les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres supplémentaires 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 ces actions sont vendues ou converties, 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 emprunts. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

Crise économique et financière actuelle

Au moment de la publication du présent rapport de gestion, 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 l'autre partie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Régime hydrologique et éolien

La quantité d'énergie produite par les installations de la Société est tributaire des débits d'eau et du vent. La diminution des débits d'eau ou du vent au cours d'une année peut avoir un impact sur les produits d'exploitation de la Société et donc sur sa rentabilité. La Société détient deux centrales électriques qui dépendent de deux bassins versants et un parc éolien, qui offrent une diversification notable relativement aux sources de produits d'exploitation.

Investissement dans le Fonds

La Société possède une participation importante dans le Fonds. Par conséquent, les investisseurs de la Société sont 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 au www.sedar.com. Cette information n'est pas intégrée par renvoi. Jusqu'à ce que d'autres Projets en développement n'atteignent le stade de l'exploitation commerciale, la capacité de la Société à payer l'intérêt et les autres charges d'exploitation et à remplir ses obligations sera en partie tributaire de la réception des fonds suffisants de son placement dans le Fonds. La possibilité que la Société reçoive une 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 complétée, 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, même si la Société a souscrit une assurance et mis en place des comptes de réserve pour se protéger contre ces éventualités.

Développement de nouvelles installations

La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'électricité. Ces installations présentent une plus grande incertitude quant à leur rentabilité future que les installations en opération 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, comme 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 du développement de ces nouvelles installations. Si certaines de ces installations de production d'électricité ne sont pas réalisées ou ne fonctionnement 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 Ontario Power Authority 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 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 particulière dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. La Société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédit bancaires à taux variable utilisées pour le financement de la 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 développements de projets futurs 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) la Société fera une partie de ses emprunts 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 présentes 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 d'accroître ses activités, 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 % dans deux parcs éolien. Une tierce partie est l'autre propriétaire indivis de la participation restante de 62 % dans la totalité des six projets de parcs éoliens. La Société et cette même tierce partie ont conclu une Convention de séparation qui décrit le processus qui s'appliquera si la Société ou la tierce partie demande la séparation des projets éoliens détenus en copropriété indivise. Dès que deux projets de parcs éoliens sont complètement achevés, la Convention de séparation permet à l'un des copropriétaires de demander, entre le 31e et le 60e jour qui suit la date d'achèvement du deuxième projet (c'est-à-dire le parc éolien L'Anse-à-Valleau) la séparation de tous les projets de parcs éolien détenus en copropriété indivise. La date d'achèvement du parc éolien L'Anse-à-Valleau n'a pas encore été établie. Advenant une demande de séparation, parmi les parcs éoliens détenus en copropriété indivise par le Fonds, celui ayant la juste valeur marchande la moins élevée sera attribué au Fonds et l'autre sera attribué à la tierce partie. Les quatre projets de parc éoliens restants seront attribués entre la Société et la tierce partie en fonction du nombre total de MW des projets et des dates d'achèvement prévues. De sorte qu'après le processus de séparation, chacun de la Société et de la tierce partie détiendra intégralement certains de ces quatre projets, qui auront une valeur proche de la valeur de leurs intérêts dans ces quatre projets. Dans chaque cas, les parties devront verser un montant à l'autre pour compenser la différence de valeur.

Relation avec Hydro-Québec

Les CAÉ des projets de Cartier, y compris le CAÉ du projet Les Méchins, prévoient certaines pénalités qui pourraient être exigibles 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 assumées dans une proportion de 38 % par la Société.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

Les mises à jour concernant la Société sont régulièrement disponibles par le biais des communiqués de presse, des états financiers trimestriels et de la notice annuelle que vous trouverez sur le site de la Société à l'adresse www.innergex.com ou sur celui de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Pour les périodes de trois mois (non vérifiées):

(en milliers, sauf si indication contraire)	31 déc. 2008	30 sept. 2008	30 juin 2008	31 mars 2008
Produits	811 $	1,660 $	2,424 $	971 $
(Perte nette) bénéfice net et résultat étendu	(29 395) $	(613) $	1,573 $	(5,474) $
(Perte nette) bénéfice net et résultat étendu par action				
De base ($/action)	(1.25)	(0.03)	0.07	(0.23)
Dilué(e) ($/action)	(1.25)	(0.03)	0.07	(0.23)
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation				
De base	23,500	23,500	23,500	23,500
Dilué	23,500	23,500	23,500	23,544

(en milliers, sauf si indication contraire)	31 déc. 2007	30 sept. 2007	30 juin 2007	31 mars 2007
Produits	3 067 $	1 478 $	1 714 $	1 791 $
Bénéfice net et résultat étendu	5 392 $	56 $	58 $	40 $
Bénéfice net et résultat étendu par action				
De base ($/action)	0,67	0,03	0,03	0,03
Dilué(e) ($/action)	0,67	0,03	0,03	0,03
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation				
De base	8 034	1 942	1 942	1 560
Dilué	8 135	1 942	1 942	1 560

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Installations en opération

Pendant le quatrième trimestre de 2008, la centrale hydroélectrique Glen Miller a généré 13 036 MWh, soit 11 % de plus que la moyenne à long terme de 11 741 MWh, en raison de conditions hydrologiques favorables. Depuis le moment de son acquisition jusqu'à la fin de 2007, la centrale Glen Miller avait produit 2 530 MWh. Du début de sa mise en service commercial le 12 novembre 2008 jusqu'à la fin de 2008 (50 jours), la centrale hydroélectrique Umbata Falls a produit 6 006 MWh, un niveau inférieur à la moyenne à long terme de 8 780 MWh en raison de problèmes usuels liés au démarrage et de conditions hydrologiques inférieures à la moyenne à long terme. Pendant la période de 40 jours qui a suivi le début des activités commerciales le 22 novembre 2008, le parc éolien Carleton a produit 16 270 MWh, un niveau inférieur à la moyenne à long terme de 18 829 MWh en raison de problèmes usuels liés au démarrage et aux régimes de vent inférieurs à la moyenne à long terme.

Participation de 16,1 % dans le Fonds

Les dix centrales hydroélectriques et les deux parcs éoliens du Fonds ont produit 220 299 MWh d'énergie pendant le quatrième trimestre de 2008, soit 43 % de plus qu'en 2007 et 9 % de plus que la moyenne à long terme. Cette croissance s'explique principalement par des conditions hydrologiques et éoliennes favorables et par la contribution des parcs éoliens BDS et AAV pendant le trimestre complet, comparativement à seulement 26 jours en 2007.

Résultats d'exploitation

Les produits provenant des activités d'exploitation ont totalisé 2,7 M$ au quatrième trimestre de 2008, comparativement à 0,2 M$ lors des 26 derniers jours de 2007. Cette augmentation résulte d'une production d'électricité combinée de 35 312 MWh, comparativement à 2 530 MWh du 6 décembre 2007 à la fin de 2007. La contribution de la centrale Glen Miller pour le trimestre complet et celles des installations Umbata Falls et Carleton pour des périodes de 50 et 40 jours, respectivement, expliquent cette amélioration des niveaux de la production. Par comparaison, la Société n'a bénéficié de la contribution de la centrale Glen Miller que pendant les 26 derniers jours de 2007.

Au cours du quatrième trimestre de 2008, la Société a reçu 0,6 M$ en honoraires de gestion versés par le Fonds. Lors de la période correspondante en 2007, la Société a reçu des honoraires de gestion versés par le Fonds et Innergex II totalisant 1,1 M$. Puisqu'Innergex II est une filiale en propriété exclusive depuis le 6 décembre 2007, la Société ne comptabilise plus les honoraires de gestion versés par cette entité à titre de produits dans ses états financiers consolidés.

Étant donné les produits d'exploitation et les honoraires de gestion, les produits avant comptabilisation de la quote-part du bénéfice net ou de la perte nette du Fonds détenue par la Société ont totalisé 3,2 M$ au cours du dernier trimestre, en hausse par rapport à 1,2 M$ lors de la période correspondante de 2007. Toutefois, la quote-part de la perte nette du Fonds a réduit les produits de la Société de 2,4 M$, générant ainsi des produits totaux de 0,8 M$ pour le trimestre. Pour la même période en 2007, la quote-part du bénéfice net du Fonds a eu un impact positif de 1,8 M$ sur les produits, donnant lieu à des produits totaux de 3,1 M$ pour le trimestre. La perte nette du Fonds de 13,8 M$ pour le quatrième trimestre de 2008 découle de la perte non réalisée sur instruments financiers dérivés de 19,5 M$, qui a eu une incidence négative sur le bénéfice net du Fonds et, conséquemment, sur la quote-part de la Société. Le bénéfice net du Fonds au quatrième trimestre de 2007, d'un montant de 8,7 M$, comprenait un recouvrement d'impôts futurs non récurrent de 6,7 M$ qui a influencé positivement le bénéfice net du Fonds ainsi que la quote-part de la Société.

Au cours du dernier trimestre de 2008, la Société a constaté des charges d'exploitation de 0,2 M$ liées aux activités de la centrale hydroélectrique Glen Miller pendant un trimestre complet et à l'exploitation des installations Umbata Falls et Carleton depuis novembre 2008. Par comparaison, les frais d'exploitation ont totalisé 0,05 M$ pendant la période correspondante de 2007 puisque la centrale de Glen Miller a été prise en compte dans les résultats pour une période de 26 jours seulement. Également lors de cette période de 2008, la Société a enregistré une charge hors trésorerie de 0,4 M$ liée à la rémunération à base d'actions, en hausse par rapport à 0,1 M$ lors de la période correspondante de 2007. Cette hausse est due à l'amortissement de la juste valeur des options attribuées le 6 décembre 2007 sur une période de trois mois, comparativement à 26 jours en 2007.

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 1,2 M$ pendant la période, une baisse de 0,4 M$ par rapport au quatrième trimestre de 2007. Cette réduction s'explique par le fait qu'Innergex II est une filiale en propriété exclusive depuis le 6 décembre 2007 et que, conséquemment, la Société capitalise une partie des frais généraux et administratifs engagés dans le cadre de l'aménagement de projets.

L'amortissement a totalisé 0,9 M$ lors du quatrième trimestre de 2008, comparativement à 0,1 M$ pendant la période correspondante de 2007. L'écart est attribuable principalement à l'amortissement de la centrale hydroélectrique Glen Miller pendant un trimestre complet, comparativement à 26 jours en 2007, et à l'amortissement de la centrale hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton depuis novembre 2008.

La Société a encouru des frais d'intérêts de 0,5 M$ sur sa dette à long terme pendant le quatrième trimestre de 2008 (0,1 M$ en 2007). Cette hausse est due au niveau plus élevé de la dette liée aux installations en exploitation Umbata Falls et Carleton, en plus de la comptabilisation de frais d'intérêts sur la dette à long terme de la centrale Glen Miller pendant un trimestre complet, comparativement à 26 jours en 2007.

Au quatrième trimestre en 2008, la Société a enregistré une perte non réalisée sur instruments financiers dérivés de 14,9 M$ (gain non réalisé de 0,6 M$ en 2007). Cette perte non réalisée, le résultat des variations des justes valeurs marchandes des swaps de taux d'intérêt et des contrats à terme sur obligations qui découlent de la baisse généralisée des taux d'intérêt de référence, n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société. La Société a aussi comptabilisé une perte réalisée sur un instrument financier dérivé de 2,4 M$ (néant en 2007) étant donné la conversion d'un contrat à terme sur obligations en un swap de taux d'intérêt lié au projet Carleton. La perte réalisée sur le contrat à terme sur obligations est contrebalancée par un swap de taux d'intérêt d'une durée de 18,5 années, qui bénéficie d'un taux d'intérêt fixe plus faible que prévu, protégeant ainsi la valeur économique du projet.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008, les pertes de valeur des frais de développement liés aux projets ont totalisé 16,6 M$ (0,1 M$ en 2007). Les pertes de valeur enregistrées pendant le dernier trimestre de 2008 sont liées principalement aux projets Mkw'Alts et Les Méchins

La Société a comptabilisé un recouvrement d'impôts de 10,5 M$ au quatrième trimestre de 2008, qui découle principalement de la perte non réalisée sur instruments financiers dérivés et de la perte de valeur des frais de développement liés aux projets. Lors de la période correspondante de 2007, une provision d'impôts de 0,6 M$ a été comptabilisée, provenant essentiellement de la distribution imposable reçue d'Innergex II avant le PAPE.

La perte nette le quatrième trimestre de 2008 totalise donc 29,4 M$ (perte nette de 1,25 $ par action), comparativement au bénéfice net de 5,4 M$ (0,67 $ par action) pour la période correspondante de 2007.

Aux 25 mars 2009, 31 décembre 2008 et 31 décembre 2007, la Société avait un total de 23 500 000 actions ordinaires en circulation.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Instrument financier dérivé de Umbata Falls Limited Partnership
Le 28 janvier 2009, Umbata Falls Limited Partnership a résilié ses contrats à terme sur obligations de 35,0 M$ en contrepartie d'un montant en espèces de 3,1 M$ et un montant de 1,7 M$ a été transféré à un swap de taux d'intérêt. Umbata Falls Limited Partnership a par la suite conclu un swap lui permettant de payer un taux d'intérêt fixe de 4,108 % à compter du 30 juin 2009.

Projets éoliens de Montagne-Sèche et Gros Morne I et II
Par suite des audiences publiques des projets éoliens MS et GM qui ont eu lieu en septembre 2008, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement a publié son rapport en février 2009. La Société est satisfaite des conclusions du rapport et étudie de près les bonifications recommandées aux projets éoliens MS et GM.

Emprunt bancaire
Le 27 février 2009, la Société a obtenu une facilité de crédit restructurée renouvelable de 364 jours, pour un montant maximal disponible de 30,0 M$, en hausse par rapport à 25,0 M$ précédemment.

Parc éolien Carleton
Le 27 février 2009, la Société a reçu les paiements relatifs à la TPS et la TVP des agences gouvernementales et, par conséquent, l'emprunt aux fins de la TPS et de la TVP a été remboursé.

Projet Ashlu Creek
Le 4 mars 2009, Ashlu Creek Investments Limited Partnership a conclu une entente avec le gouvernement fédéral confirmant que le projet Ashlu Creek recevra des paiements incitatifs en vertu du Programme écoÉNERGIE, sous réserve de la satisfaction de certaines conditions d'ici la mise en service commercial.

Le 16 mars 2009, un contrat à terme sur obligations d'un montant de 25,0 M$ a été renouvelé jusqu'au 16 juin 2009.

Le 17 mars 2009, six contrats à terme sur obligations totalisant 85,0 M$ ont été renouvelé jusqu'au 31 mars 2009.

Projet Kwoiek Creek
Le 18 mars 2009, le projet Kwoiek Creek a obtenu un certificat d'évaluation environnementale de la province de la Colombie-Britannique.

Projet Fitzsimmons Creek
Le 24 mars 2009, la Société et un prêteur ont conclu un engagement ferme lié au financement par endettement du projet Fitzsimmons Creek Hydro LP. La réalisation de ce financement est assujettie à un processus de syndication et sa clôture est prévue avant la fin du deuxième trimestre de 2009.

Responsabilité de l'information financière

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

Ces états financiers consolidés ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR ») en appliquant les conventions comptables détaillées présentées dans les notes afférentes à ces états financiers. La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été préparés sur la base de critères d'importance acceptable à l'aide d'estimations justifiables et raisonnables. L'information financière de la Société, présentée ailleurs dans ce rapport annuel, est conforme à celle fournie dans les états financiers.

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

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

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

Le comité de vérification se réunit avec la direction, ainsi qu'avec les vérificateurs externes, afin de discuter des contrôles internes relatifs au processus de présentation de l'information financière, de la vérification de l'information financière et autres sujets relatifs à l'information financière, ainsi que pour s'assurer que chaque partie s'acquitte convenablement de ses responsabilités. De plus, le comité de vérification passe en revue le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport des vérificateurs externes. Le comité de vérification soumet ses constatations à l'examen du conseil d'administration afin d'approuver les états financiers consolidés avant leur diffusion auprès des actionnaires. Le comité de vérification étudie également la question de retenir les services des vérificateurs externes, ou de reconduire leur mandat, qui est soumise à l'examen du conseil d'administration et à l'approbation des actionnaires.

Ces états financiers ont été approuvés par le conseil d'administration de la Société. Les états financiers de la Société ont été vérifiés par Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l., les vérificateurs externes, conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada, pour le compte des actionnaires. Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. a un accès complet et sans restriction au comité de vérification.

[s] Michel Letellier
Michel Letellier, MBA
Président et chef de la direction

[s] Jean Perron
Jean Perron, CA, CMA
Vice-président
et chef de la direction financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 25 mars 2009

Deloitte.

Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de
Innergex énergie renouvelable inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») aux 31 décembre 2008 et 2007 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, du déficit et des flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2008 et 2007 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.[1]
Montréal (Québec)
Le 24 mars 2009

[1] Comptable agréé auditeur permis n° 15462

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

États consolidés des résultats

	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007
	$	$
Produits		
Exploitation	4 902 132	168 673
Frais de gestion	2 335 262	6 056 815
Quote-part (de la perte nette) du bénéfice net d'une entité sous influence notable (note 9)	(1 370 859)	1 823 354
	5 866 535	8 048 842
Charges		
Frais d'exploitation	613 974	50 076
Rémunération à base d'actions (note 17)	1 563 627	130 302
Frais généraux et administratifs	5 064 608	6 183 672
	7 242 209	6 364 050
(Perte) bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	(1 375 674)	1 684 792
Amortissement	1 848 547	306 295
Intérêts sur la dette à long terme	1 140 556	99 922
Perte réalisée sur instrument financier dérivé (note 22 b)	2 410 000	-
Perte nette (gain net) non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés (note 13)	17 665 163	(574 798)
Autres (produits) et charges	(647 075)	(73 666)
Perte de valeur se rapportant aux frais de développement liés aux projets (notes 8, 20)	18 250 216	65 087
Perte de valeur de l'écart d'acquisition (note 10)	3 604 865	-
(Perte) bénéfice avant produits inhabituels, impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	(45 647 946)	1 861 952
Produits inhabituels:		
Distribution d'une fiducie sous gestion commune (note 4 b)	-	4 330 478
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	(45 647 946)	6 192 430
Impôts sur les bénéfices (note 16)		
(Recouvrés) exigibles	(7 797)	319 697
Futurs	(11 720 332)	326 357
	(11 728 129)	646 054
(Perte nette) bénéfice net avant la part des actionnaires sans contrôle	(33 919 817)	5 546 376
Pertes attribuées à la part des actionnaires sans contrôle	10 500	-
(Perte nette) bénéfice net	(33 909 317)	5 546 376
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	23 500 000	3 383 477
(Perte nette) bénéfice net de base, par action	(1,44)	1,64
Nombre d'actions en circulation, après dilution	23 500 000	3 384 096
(Perte nette) bénéfice net par action, après dilution	(1,44)	1,64

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

États consolidés du résultat étendu et du déficit

État consolidé du résultat étendu	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007
	$	$
(Perte nette) bénéfice net	(33 909 317)	5 546 376
Autres éléments du résultat étendu		
Gain de change non réalisé sur une filiale étrangère autonome du placement dans une entité sous influence notable	115 009	-
Perte de change non réalisée sur la tranche désignée de la dette utilisée comme couverture de la filiale étrangère autonome du placement dans une entité sous influence notable	(113 788)	-
	1 221	-
Résultat étendu	(33 908 096)	5 546 376

États consolidés du déficit	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007
	$	$
Bénéfices non répartis au début	1 593 334	1 802 835
(Perte nette) bénéfice net	(33 909 317)	5 546 376
Dividendes déclarés	-	(6 029 287)
Remboursement de l'impôt en main remboursable au titre de dividendes (note 19)	-	273 410
(Déficit) bénéfices non répartis à la fin	(32 315 983)	1 593 334
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début	-	-
Autres éléments du résultat étendu	1 221	-
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin	1 221	-
Total (du déficit) des bénéfices non répartis et du cumul des autres éléments du résultat étendu	(32 314 762)	1 593 334

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.
Bilans consolidés

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 957 780	34 690 837
Débiteurs (note 5)	22 891 011	19 576 093
Charges payées d'avance et autres	1 242 318	328 756
	30 091 109	54 595 686
Immobilisations corporelles (note 6)	229 527 304	111 423 328
Actifs incorporels (note 7)	44 376 880	40 832 760
Frais de développement liés aux projets (note 8)	30 993 945	37 335 586
Placement dans une entité sous influence notable (note 9)	57 052 056	63 144 213
Impôts futurs (note 16)	10 522 080	3 214 616
Écart d'acquisition (notes 4, 10)	31 216 790	30 552 578
Autres actifs à long terme	1 268 236	2 160 740
	435 048 400	343 259 507
Passif		
Passif à court terme		
Emprunt bancaire (note 11)	9 750 000	2 000 000
Créditeurs et charges à payer (note 12)	12 019 239	14 824 342
Instruments financiers dérivés (note 13)	20 411 968	3 501 225
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 14)	15 993 983	-
	58 175 190	20 325 567
Retenues de garantie au titre de la construction	5 057 542	1 989 626
Instruments financiers dérivés (note 13)	2 311 110	1 455 974
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme (note 14 f)	14 120 894	-
Dette à long terme (note 14)	149 514 434	81 135 000
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 15)	453 452	-
Impôts futurs (note 16)	4 931 377	7 816 862
Part des actionnaires sans contrôle	1 457 891	5 000
	236 021 890	112 728 029
Capitaux propres		
Capital-actions (note 17)	229 472 343	228 807 842
Surplus d'apport (note 17)	1 693 929	130 302
Bons de souscription (note 18)	175 000	-
Total (du déficit) des bénéfices non répartis et du cumul des autres éléments du résultat étendu	(32 314 762)	1 593 334
Engagements et garantie (note 23)		
	199 026 510	230 531 478
	435 048 400	343 259 507

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés.

Au nom du conseil

[S] Gilles Lefrançois
Gilles Lefrançois, CA
Président exécutif du conseil

[S] Michel Letellier
Michel Letellier, MBA
Administrateur

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.
États consolidés des flux de trésorerie

	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007
	$	$
Activités d'exploitation		
(Perte nette) bénéfice net	(33 909 317)	5 546 376
Éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement des immobilisations corporelles	1 420 858	282 172
Amortissement des actifs incorporels	427 689	24 123
Quote-part de la perte nette (du bénéfice net) d'une entité sous influence notable	1 370 859	(1 823 354)
Rémunération à base d'actions	1 563 627	130 302
Perte nette (gain net) non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés	17 665 163	(574 798)
Perte de valeur se rapportant aux frais de développement liés aux projets	18 250 216	65 087
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	3 604 865	-
Impôts futurs	(11 720 332)	326 357
Autres éléments	13 359	6 747
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation (note 20)	(10 238 103)	2 313 252
	(11 551 116)	6 296 264
Activités de financement		
Augmentation de l'emprunt bancaire	7 750 000	-
Émission au titre de la dette à long terme	86 311 000	441 000
Remboursement au titre de la dette à long terme	(772 916)	(124 125 000)
Émission de capital-actions (note 17)	-	237 140 413
Rachat de capital-actions (note 17)	-	(1)
Frais d'émission des actions (note 17)	959 153	(12 037 763)
Frais d'émission de la dette	(1 184 407)	-
Dividendes versés	-	(6 029 287)
Émission de bons de souscription (note 18)	175 000	-
Remboursement de l'impôt en main remboursable (note 19)	-	273 410
	93 237 830	95 662 772

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.
États consolidés des flux de trésorerie

	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007
	$	$
Activités d'investissement		
Diminution de la distribution à recevoir d'une fiducie sous gestion commune	-	2 050 335
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(8 674 274)	(64 128 555)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(97 913 350)	(4 971 680)
Ajouts aux actifs incorporels	(2 012 282)	-
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(6 445 445)	(646 712)
Distributions reçues d'une entité sous influence notable	4 708 899	-
Ajouts aux autres actifs à long terme	(83 319)	(95 094)
	(110 419 771)	(67 791 706)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(28 733 057)	34 167 330
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	34 690 837	523 507
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	5 957 780	34 690 837
La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :		
Encaisse	3 008 606	2 020 045
Placements à court terme	2 949 174	32 670 792
	5 957 780	34 690 837

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 20.

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés.

1. Description des activités

Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada). La Société fournissait uniquement des services de gestion et d'administration jusqu'au moment de son premier appel public à l'épargne, qui a eu lieu le 6 décembre 2007. Depuis, la Société est un promoteur, propriétaire et exploitant indépendant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités principalement dans les secteurs de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne. Le 25 octobre 2007, la Société a changé de raison sociale, passant de Innergex Management Inc. à Innergex énergie renouvelable inc.

2. Principales conventions comptables

Ces états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et comprennent les principales conventions comptables suivantes :

Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et de ses filiales ainsi que ceux de l'entité à détenteurs de droits variables de laquelle la Société est le principal bénéficiaire et les comptes de coentreprises jusqu'à concurrence de la quote-part de leurs actifs, passifs, produits et charges respectifs revenant à la Société. Les investissements sur lesquels la Société peut exercer une influence notable sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Tous les soldes et opérations intersociétés ont été éliminés.

Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

La note d'orientation concernant la comptabilité 15, intitulée *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables* (« EDDV ») (« NOC-15 »), énonce les principes de consolidation des EDDV. Les EDDV sont des entités dans lesquelles les investisseurs en instruments de capitaux propres ne détiennent pas une participation financière conférant le contrôle ou des entités pour lesquelles le montant total des investissements en instruments de capitaux propres à risque n'est pas suffisant pour leur permettre de financer leurs activités sans un soutien financier subordonné additionnel fourni par quelque partie que ce soit, y compris les détenteurs d'instruments de capitaux propres. La NOC-15 exige la consolidation d'une EDDV par son principal bénéficiaire (c.-à-d., la partie qui reçoit la majorité des rendements résiduels prévus de l'entité ou qui assume la majorité des pertes prévues de cette entité). Conformément à la NOC-15, la Société est considérée comme le principal bénéficiaire à l'égard de l'un de ses investissements à 50 % dans une coentreprise; par conséquent, cette entité a été consolidée.

Liquidités

Le fonds de roulement déficitaire de la Société s'élève à 28 084 081 $ au 31 décembre 2008. Le déficit est principalement imputable i) à l'emprunt bancaire de 9 750 000 $ et ii) aux instruments financiers dérivés de couverture de 20 411 968 $ utilisés par Ashlu Creek LP, une filiale de la Société, pour protéger le projet Ashlu de son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt.

Après la clôture de l'exercice, comme il est décrit à la note 28 c), l'emprunt bancaire a été renouvelé jusqu'au 26 février 2010 et ne doit pas être remboursé avant cette date.

À moins que les taux d'intérêt de référence n'augmentent pour revenir à des conditions plus favorables, auquel cas la valeur négative des couvertures se trouverait réduite, l'incapacité de proroger l'échéance des contrats de couverture ou d'obtenir du nouveau financement pourrait entraîner un manque de liquidités. La filiale pourrait alors ne pas être en mesure de tenir ses engagements conformément à son entente de financement. L'entente de financement de la filiale et les contrats de couverture sont sans recours pour la Société et peuvent être exercés uniquement sur les actifs et les garanties de la filiale. Dans la mesure où la Société ou la filiale sont incapables de redresser la situation, la filiale pourrait se trouver dans une position où elle serait dans l'impossibilité de rembourser à l'échéance l'obligation financière en vertu du programme de couverture. Cette situation entraînerait une perte de valeur du placement de la Société dans la filiale mais pas des autres actifs de la Société.

Par le passé, la Société et ses filiales ont été en mesure de proroger ou de renouveler leurs instruments financiers dérivés de couverture ou d'obtenir du financement externe pour satisfaire leurs besoins de liquidités avec la perspective qu'une fois leurs projets terminés et opérationnels, ceux-ci fourniraient un apport en liquidités futures. Le plan actuel de la direction relativement à la grande incertitude décrite ci-dessus consiste à i) poursuivre les discussions avec les prêteurs de la filiale pour proroger l'échéance des contrats de couverture jusqu'à la date de mise en service du projet Ashlu prévue en novembre 2009, dans le cas peu probable où la direction est incapable d'arriver à une entente avec ses prêteurs, elle pourrait prendre les mesures suivantes : ii) chercher du financement additionnel pour rembourser les contrats de couverture, iii) envisager l'émission de titres supplémentaires par la filiale ou la Société ou iv) monétiser d'autres actifs de la Société.

Dans la conjoncture actuelle, même si les institutions financières continuent de prêter, elles sont beaucoup plus prudentes et certaines modalités pourraient se traduire par des coûts plus élevés pour obtenir du crédit ou simplement par l'incapacité d'en obtenir pour la poursuite des projets en développement ou des projets prospectifs de la Société. Si la Société est dans l'incapacité d'obtenir du financement pour des projets en temps opportun et à des conditions commerciales acceptables, la construction de projets en développement additionnels ou de projets prospectifs pourrait être remise à plus tard. Les activités d'exploitation et de construction actuelles de la Société sont financées au moyen de financements sans recours à long terme fournis par d'importantes banques avec lesquelles elle a établi d'excellents liens. Au 24 mars 2009, seul le financement pour le projet Fitzsimmons Creek restait à obtenir pour que la Société soit en mesure de satisfaire tous ses besoins financiers pour les projets en cours de construction. La Société a, par conséquent, conclu un engagement ferme lié au financement de Fitzsimmons Creek en mars 2009 auprès d'une institution financière canadienne. À la suite du processus habituel de syndication, la Société prévoit conclure ce financement d'ici la fin du deuxième trimestre de 2009.

Par conséquent, la Société a conclu qu'il n'existe aucun doute important sur sa capacité à continuer à titre d'entreprise en exploitation et ses états financiers ont été établis sur une base de continuité d'exploitation.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les placements à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois.

Aide gouvernementale

L'aide gouvernementale sous la forme d'un crédit d'impôt à l'investissement remboursable est comptabilisée dans les états financiers lorsque l'on peut fournir l'assurance raisonnable que la Société a respecté toutes les conditions inhérentes à l'obtention de cette aide.

La Société assume des dépenses au titre du développement d'énergie renouvelable, qui donnent droit à des crédits d'impôt à l'investissement. Ces crédits d'impôts sont établis en fonction des montants que la direction prévoit recouvrer et ils peuvent faire l'objet d'une vérification par les autorités fiscales.

L'aide gouvernementale, y compris les crédits d'impôt à l'investissement concernant les dépenses au titre du développement d'énergie renouvelable, est comptabilisée sous forme de réduction du coût des actifs ou des dépenses auxquels elle se rapporte.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, qui comprennent principalement les installations hydroélectriques et les parcs éoliens, sont comptabilisées au coût. Les coûts de financement rattachés à la construction d'immobilisations corporelles et les produits générés avant la mise en exploitation commerciale sont capitalisés à mesure qu'ils sont engagés. L'amortissement des centrales hydroélectriques est fondé sur la durée de vie utile estimative des actifs selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 50 ans ou sur la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux. L'amortissement des parcs éoliens est calculé sur la durée de vie utile estimative des actifs selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 25 ans. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée de vie utile ou la capacité d'un actif sont capitalisées. Les autres équipements sont amortis au moyen de la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant, selon un taux annuel compris entre 20 % et 33 %. Les coûts rattachés à la maintenance et aux réparations sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir de leur date de mise en service.

Type d'immobilisations	Années de fin de la période d'amortissement	Durée de vie utile pour la période d'amortissement
Installations hydroélectriques	2033 à 2035	25 à 27 ans
Parcs éoliens	2033	25 ans

Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent divers permis, licences et accords. Ils sont comptabilisés au coût et amortis dès la mise en exploitation commerciale de l'installation liée. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 20 à 25 ans se terminant à la date d'échéance des permis, licences ou accord relatifs à chaque installation. Les actifs incorporels font partie de quatre catégories, soit les installations hydroélectriques, les installations hydroélectriques en construction, les parcs éoliens et les parcs éoliens en construction. Les actifs incorporels relatifs aux installations en construction ne sont amortis qu'à partir de la date de mise en service de l'installation connexe. Les actifs incorporels comprennent également des frais de garantie prolongée d'équipements éoliens; ces frais seront amortis au cours des trois années sous garantie.

Actifs incorporels liés aux éléments suivants :	Années de fin de la période d'amortissement	Durée de vie utile pour la période d'amortissement
Installations hydroélectriques	2025 à 2033	17 à 25 ans
Parcs éoliens	2028	20 ans
Garantie prolongée	2013	3 ans

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés pour la recherche, l'acquisition et la mise en valeur d'emplacements pour des installations hydroélectriques et des parcs éoliens. Ces coûts sont virés aux immobilisations corporelles ou aux actifs incorporels lorsqu'un emplacement d'installations hydroélectriques ou d'éoliennes est parvenu au stade de la construction. Les intérêts débiteurs sur le financement de la recherche, de l'acquisition et de la mise en valeur sont capitalisés dans les frais de développement liés aux projets. Les coûts rattachés à un projet infructueux sont radiés dans l'exercice au cours duquel le projet est abandonné.

Dépréciation d'actifs à long terme

Les actifs à long terme font l'objet d'un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Une perte de valeur est constatée si la valeur comptable de l'actif excède la valeur non actualisée du total des flux de trésorerie qui devraient résulter de l'utilisation de l'actif et de sa sortie éventuelle. Le montant de cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur sa juste valeur.

Placement dans une entité sous influence notable

Le placement dans Innergex Énergie, Fonds de revenu, entité sur laquelle la Société exerce une influence notable en vertu des règles comptables (mais non le contrôle) est comptabilisé selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation aux termes de laquelle le placement est initialement comptabilisé au coût et ultérieurement ajusté pour tenir compte de la quote-part du bénéfice ou des pertes de l'émetteur, revenant à la Société, déduction faite des distributions reçues. L'excédent du coût des investissements en instruments de capitaux propres sur la valeur comptable sous-jacente à la date d'acquisition, exception faite de l'écart d'acquisition, est amorti sur la durée de vie utile estimative des actifs sous-jacents auxquels il est attribué.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur de l'actif net identifiable des entreprises acquises. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est soumis à un test de dépréciation annuellement, ou plus fréquemment si un événement ou une situation indique que l'actif pourrait avoir subi une dépréciation. Lorsque la valeur comptable excède la juste valeur, une perte de valeur doit être constatée dans l'état des résultats pour un montant égal à l'excédent. L'écart d'acquisition est lié aux entreprises acquises et réparti entre les groupes d'actifs. Si un actif est transféré entre les secteurs, l'écart d'acquisition connexe est aussi transféré.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société constate un passif lié à la mise hors service d'immobilisations résultant d'acquisitions, de constructions, de travaux de développement ou du cours normal de ses activités. Le passif lié à la mise hors service d'immobilisations est initialement constaté à sa juste valeur pendant l'exercice au cours duquel il naît pour la Société une obligation juridique liée à la mise hors service d'une immobilisation et lorsqu'une estimation raisonnable de la juste valeur peut être effectuée. Le coût correspondant est capitalisé dans l'actif connexe et amorti sur la durée de vie utile estimative de l'actif. Au cours des exercices suivants, ce passif est ajusté en fonction des modifications découlant du passage du temps et des révisions apportées au calendrier ou au montant de l'estimation initiale de la valeur non actualisée des flux de trésorerie futurs. L'accroissement du passif jusqu'à sa juste valeur résultant du passage du temps est imputé aux résultats.

Constatation des produits

La Société comptabilise ses produits lorsqu'il y a des preuves convaincantes de l'existence d'un accord, lorsque les services ont été rendus, lorsque les prix ont été déterminés ou sont déterminables et lorsque la recouvrabilité est raisonnablement assurée. Les produits d'exploitation proviennent de la production d'électricité vendue à des services publics. Les frais de gestion gagnés se rattachent aux services fournis à titre de gestionnaire de Innergex Énergie, Fonds de revenu et avant le 6 décembre 2007 de Innergex II Fonds de revenu en ce qui concerne la supervision, le soutien et l'administration relativement au développement, à la construction et à l'exploitation des installations. La quote-part de la perte nette ou du bénéfice net d'une entité sous influence notable découle du fait que la Société comptabilise la quote-part de 16,1 % de la perte nette ou du bénéfice net de Innergex Énergie, Fonds de revenu lui revenant.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction ou de spéculation ou qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture sont comptabilisés au bilan à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net.

Rémunération à base d'actions

La Société utilise la méthode de la juste valeur pour évaluer les charges de rémunération à la date de l'octroi des options sur actions aux salariés. La juste valeur des options est déterminée suivant le modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes et est amortie dans les résultats sur le délai d'acquisition des droits avec imputation au surplus d'apport. Dans le cas des options frappées d'extinction avant l'acquisition des droits, les charges de rémunération qui avaient déjà été constatées dans les frais d'exploitation et le surplus d'apport sont contrepassées. Lorsque les options sont exercées, le surplus d'apport correspondant et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital-actions.

Conversion des devises

Les opérations en devises sont converties en dollars canadiens aux taux en vigueur à la date de l'opération. À la date du bilan, les actifs et passifs monétaires en devises sont convertis aux cours du change alors en vigueur. Les écarts de conversion en découlant sont comptabilisés dans la détermination du bénéfice net.

Impôts sur les bénéfices

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Conformément à cette méthode, les incidences fiscales futures prévues des écarts entre la valeur comptable des éléments figurant au bilan et leur valeur fiscale correspondante donnent lieu à la constatation d'actifs et de passifs d'impôts futurs. Les impôts futurs sont calculés en fonction des taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur pour les exercices au cours desquels les écarts devraient se résorber. Les actifs d'impôts futurs sont constatés lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'ils se réaliseront.

Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le bénéfice net par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de l'exercice. La Société utilise la méthode du rachat d'actions pour calculer le résultat dilué par action. Le résultat dilué par action est calculé de la même manière que le résultat de base par action, sauf que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est majoré du nombre d'actions supplémentaires découlant de l'exercice supposé des options sur actions et des bons de souscription, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en supposant que les options sur actions ou les bons de souscription en circulation ont été exercées et que le produit de ces exercices a été utilisé pour acquérir des actions ordinaires au prix moyen du marché au cours de l'exercice. Tous les montants relatifs aux actions et les montants par action ont été ajustés pour tenir compte de la division des actions pour toutes les périodes présentées.

Utilisation d'estimations

La préparation d'états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses; ces estimations et ces hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers, de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Les estimations de la direction doivent notamment porter sur les principaux aspects suivants : l'évaluation des actifs acquis et des passifs pris en charge dans le cadre d'acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, la durée de vie utile aux fins de l'amortissement, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les impôts futurs.

3. Modification de conventions comptables

a) Nouvelles normes adoptées en 2008 :

i) Le chapitre 1535 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« Manuel de l'ICCA »), intitulé « Informations à fournir concernant le capital » exige de la part d'une entité qu'elle fournisse les informations propres à permettre aux utilisateurs de ses états financiers d'évaluer ses objectifs, politiques et procédures de gestion de son capital. Ce chapitre s'applique aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2007. L'application de ce chapitre exige la présentation d'informations supplémentaires qui sont présentées à la note 24.

ii) Le chapitre 3031 du *Manuel de l'ICCA,* intitulé « Stocks », établit des normes pour l'évaluation des stocks et la communication d'information à leur sujet. L'application de ces normes n'a nécessité aucun ajustement au solde d'ouverture des bénéfices non répartis mais a requis une reclassification des autres actifs à court terme aux immobilisations corporelles pour un montant de 31 310 $. L'amortissement annuel s'en trouve augmenté de 1 122 $.

b) Nouvelles normes adoptées en 2007 :

L'Institut Canadien des Comptables Agréés a publié les nouvelles normes comptables suivantes, qui ont pris effet le 1er janvier 2007 dans le cas de la Société. La Société a révisé tous ses contrats importants conclus depuis le 1er janvier 2004. L'adoption de ces nouvelles normes n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

i) Le chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » décrit les normes de comptabilisation et d'évaluation des instruments financiers dans le bilan ainsi que les normes relatives à la présentation des gains et des pertes dans les états financiers. Selon la nouvelle norme, les actifs et passifs financiers sont initialement comptabilisés à la juste valeur. Ultérieurement, les instruments financiers sont classés dans la catégorie des actifs financiers disponibles à la vente, détenus à des fins de transaction, et les instruments financiers dérivés, faisant ou non partie d'une relation de couverture, doivent être évalués à la juste valeur dans le bilan à chaque date de clôture, tandis que les autres instruments financiers sont évalués à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

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

La Société a établi les classifications suivantes :

- La trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que les fonds détenus en réserve, qui sont inclus dans les autres actifs à long terme, sont désignés comme des actifs ou des passifs détenus à des fins de transaction. La valeur comptable des actifs ou des passifs désignés comme étant détenus à des fins de transaction est de 6 410 808 $ (35 038 202 $ en 2007). Les dérivés financiers sont classés comme étant détenus à des fins de transaction conformément au chapitre 3855. La valeur comptable nette de ces actifs ou passifs classés comme étant détenus à des fins de transaction est négative de 21 958 870 $ (négative de 4 293 707 $ en 2007). Ces éléments sont évalués à la juste valeur; les gains ou pertes découlant de la réévaluation à la fin de chaque exercice sont comptabilisés dans le bénéfice net consolidé.

Le revenu de placement réalisé sur les actifs ou les passifs désignés comme étant détenus à des fins de transaction se chiffrait à 667 642 $ (106 212 $ en 2007) et est inclus à l'état des résultats au poste Autres (produits) et charges.

Les gains nets ou les pertes nettes sur les actifs ou les passifs classés comme étant détenus à des fins de transaction conformément au chapitre 3855 totalisent des pertes de 20 075 163 $ (gains de 574 798 $ en 2007) et sont compris à l'état des résultats au poste (Perte) gain sur instruments financiers dérivés. Ces gains nets ou pertes nettes ne comprennent pas le revenu de placement.

- Les débiteurs, la distribution à recevoir et le prêt à un tiers sont classés dans les prêts et les créances et évalués à leur coût après amortissement.
- L'emprunt bancaire, les créditeurs et charges à payer, les retenues de garantie au titre de la construction et la dette à long terme sont classés dans la catégorie des autres passifs financiers. Ils ont initialement été évalués à la juste valeur et sont maintenant comptabilisés à leur coût après amortissement.

ii) Le chapitre 1530 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « Résultat étendu » décrit les recommandations d'information et de présentation relativement au résultat étendu et à ses composantes. Le résultat étendu correspond à la variation des capitaux propres découlant d'opérations sans rapport avec les apports des actionnaires ou les dividendes versés à ces derniers. Ces opérations et événements incluent les gains et les pertes non matérialisés découlant de la variation de la juste valeur de certains instruments financiers. La quote-part des autres éléments du résultat étendu revenant à la Société de son placement dans Innergex Énergie, Fonds de revenu est incluse à cet égard.

iii) Le chapitre 3865 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « Couvertures » établit des normes qui précisent quand et comment on peut appliquer la comptabilité de couverture, ainsi que des normes sur les informations à fournir. La comptabilité de couverture permet de comptabiliser les gains, pertes, produits et charges rattachés aux instruments financiers dérivés dans la même période que ceux qui sont rattachés à l'élément couvert. La Société n'a désigné aucun de ses instruments financiers comme relation de couverture sur le plan comptable.

iv) Le chapitre 3862 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « Instruments financiers – information à fournir », établit les normes relatives aux informations à fournir sur les instruments financiers, y compris l'information concernant la juste valeur ainsi que les risques connexes de crédit, de liquidité et de marché. Le chapitre 3863, intitulé « Instruments financiers – présentation », établit les normes relatives à la présentation des instruments financiers et des dérivés non financiers. L'application de ces chapitres exige la présentation d'informations supplémentaires qui sont présentées à la note 22.

c) Modifications comptables futures :

i) Le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA,* intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », remplace le chapitre 3062, intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, intitulé « Frais de recherche et de développement ». Diverses modifications ayant trait à l'uniformisation ont été apportées à d'autres chapitres du *Manuel de l'ICCA*. Le nouveau chapitre, publié en février 2008, s'appliquera aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2008. Par conséquent, la Société adoptera la nouvelle norme pour son exercice ouvert à compter du 1er janvier 2009. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition après leur comptabilisation initiale et aux actifs incorporels des entreprises à but lucratif. Les normes relatives aux écarts d'acquisition sont inchangées par rapport aux normes incluses dans l'ancien chapitre 3062. Les activités de la Société comprennent des frais de prédéveloppement qui sont capitalisés dans les coûts liés aux nouveaux projets. À compter du 1er janvier 2009, ces frais seront passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Cette norme, qui est applicable rétroactivement, exigera que la société passe en charges les frais de prédéveloppement auparavant capitalisés. La Société évalue actuellement l'incidence future de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

ii) Le CPN-173 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », précise que la méthode de calcul de la juste valeur des instruments financiers dérivés doit tenir compte du risque spécifique des contreparties. La Société a déjà considéré l'incidence du CPN-173 dans l'évaluation de ses instruments financiers dérivés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. La Société ne prévoit pas que l'application du CPN-173 aura une incidence sur ses états financiers consolidés en 2009.

iii) Le nouveau chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « Regroupements d'entreprises » s'appliquera aux regroupements d'entreprises pour lesquels la date d'acquisition sera à compter de la période intermédiaire et de l'exercice de la Société qui débuteront le 1er janvier 2011. L'adoption anticipée est autorisée. Ce chapitre améliore la pertinence, la fiabilité et la comparabilité de l'information relative à un regroupement d'entreprises et à ses effets que fournit dans ses états financiers l'entité présentant les états financiers.

iv) Le nouveau chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « États financiers consolidés » s'appliquera aux états financiers des périodes intermédiaires et des exercices de la Société ouverts à compter du 1er janvier 2011. L'adoption anticipée est autorisée. Ce chapitre établit des normes pour la préparation des états financiers consolidés. La Société n'a pas encore déterminé l'incidence de l'adoption de ce nouveau chapitre sur les états financiers consolidés.

v) Le nouveau chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé « Participations sans contrôle » s'appliquera aux états financiers des périodes intermédiaires et des exercices de la Société ouverts à compter du 1er janvier 2011. L'adoption anticipée est autorisée. Ce chapitre établit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. La Société n'a pas encore déterminé l'incidence de l'adoption de ce nouveau chapitre sur les états financiers consolidés.

d) Normes internationales d'information financière :

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les entreprises ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada sont tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») pour les entreprises. À compter du 1er janvier 2011, les sociétés doivent passer des PCGR du Canada aux IFRS. La Société appliquera donc les IFRS à partir du trimestre se terminant le 31 mars 2011. La Société a commencé à élaborer des plans pour la mise en œuvre des nouvelles normes. Un calendrier portant sur toutes les étapes que doit suivre la Société a été établi afin de respecter la date de conversion. Pour le moment, la Société ne peut raisonnablement estimer l'incidence de l'adoption des IFRS sur ses états financiers consolidés.

4. Acquisitions d'entreprises

a) Creek Power Inc.

Le 29 août 2008, la société a conclu l'acquisition d'une participation de 66⅔ % dans Creek Power Inc. pour une contrepartie au comptant de 8 675 000 $, comprenant des coûts d'acquisition de 500 000 $. Creek Power Inc. détient certains droits relatifs à 18 projets hydroélectriques potentiels d'une puissance installée potentielle de 200 MW, dans le Lower Mainland, en Colombie-Britannique. La participation restante de 33⅓ % dans Creek Power Inc. demeure détenue par Ledcor Power Group Ltd. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition le 29 août 2008. Les résultats et le résultat étendu de Creek Power Inc. ont été consolidés avec ceux de la Société depuis la date d'acquisition. La répartition préliminaire du prix d'achat total est la suivante :

	$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	726
Fonds de roulement net	(409 811)
Immobilisations corporelles	2 232 730
Actifs incorporels	1 738 333
Frais de développement liés aux projets	3 878 590
Écart d'acquisition	2 812 592
	10 253 160
Impôts futurs	(114 769)
	10 138 391
Part des actionnaires sans contrôle	(1 463 391)
Actif net acquis	8 675 000
Renseignements supplémentaires	
Frais de développement liés aux projets acquis, impayés	257 731
Immobilisations corporelles acquises, impayées	155 032

Le prix d'achat attribué à l'écart d'acquisition n'a aucune valeur fiscale et se rapporte à l'aménagement des emplacements.

b) Innergex II Fonds de revenu

Dans le cadre de son premier appel public à l'épargne réalisé le 6 décembre 2007, la Société a émis 10 455 000 actions ordinaires au prix de 11,00 $ l'action, pour un produit net totalisant 102 967 237 $, déduction faite de la rémunération des preneurs fermes de 6 037 763 $ et des frais de 6 000 000 $ liés à l'émission. Simultanément à la conclusion de ce placement, des investisseurs institutionnels ont souscrit par voie de placement privé un nombre additionnel de 5 342 620 actions ordinaires de la Société, au prix de l'appel public ci-dessus, pour un montant total de 58 768 822 $.

La Société a utilisé le produit net et le produit tiré du placement privé pour conclure les opérations suivantes :

	$
Remboursement ou acquisition de billets de Innergex II Fonds de revenu	123 875 000
Financement des capitaux propres des projets en cours de développement	30 000 000
Dividendes versés aux actionnaires de la Société	3 781 079
Fonds de roulement et besoins généraux de la Société	4 079 980
	161 736 059

Immédiatement avant l'acquisition, la Société détenait 13 235 parts de Innergex II Fonds de revenu, comptabilisées au coût, d'un montant de 13 235 $, et a reçu une distribution à l'égard de ces parts d'un montant de 4 330 478 $.

À la clôture du placement, la Société a acquis les titres de capitaux propres que détenaient les investisseurs institutionnels dans Innergex II Fonds de revenu, ce qui représente 85 % des parts en circulation. Innergex II Fonds de revenu appartient maintenant en propriété exclusive à la Société. Le prix d'acquisition de 63 364 165 $ versés aux investisseurs institutionnels a été payé par l'émission de 5 760 379 actions ordinaires au prix de l'appel public.

L'acquisition de Innergex II Fonds de revenu a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition à son coût d'acquisition respectif le 6 décembre 2007. Les résultats et le résultat étendu de Innergex II Fonds de revenu ont été consolidés avec ceux de la Société depuis la date d'acquisition.

En 2008, la répartition du prix d'achat de Innergex II Fonds de revenu a été modifiée. La Société a révisé la répartition et effectué certains ajustements. Le fonds de roulement net a diminué de 1 137 621 $ à la suite d'une réduction des effets à vue à recevoir, ne portant pas intérêt, des filiales de Innergex Énergie, Fonds de revenu, une entité sous influence notable, pour s'établir à 12 870 946 $. Les immobilisations corporelles, l'écart d'acquisition et le passif d'impôts futurs ont augmenté de 641 016 $, de 1 456 485 $ et de 959 880 $, respectivement.

	Répartition préliminaire du prix au 6 décembre 2007	Ajustements de 2008	Répartition révisée du prix
	$	$	$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(764 390)	-	(764 390)
Fonds de roulement net	1 936 223	(1 137 621)	798 602
Immobilisations corporelles	107 212 085	641 016	107 853 101
Actifs incorporels	40 856 883	-	40 856 883
Frais de développement liés aux projets	36 586 610	-	36 586 610
Placement dans une entité sous influence notable	61 700 782	-	61 700 782
Écart d'acquisition	30 552 578	1 456 485	32 009 063
Autres actifs à long terme	2 402 584	-	2 402 584
	280 483 355	959 880	281 443 235
Retenues de garantie au titre de la construction	(3 015 097)	-	(3 015 097)
Instruments financiers dérivés	(1 514 638)	-	(1 514 638)
Dette à long terme	(204 569 000)	-	(204 569 000)
Impôts futurs	(8 002 220)	(959 880)	(8 962 100)
	(217 100 955)	(959 880)	(218 060 835)
Part des actionnaires sans contrôle	(5 000)	-	(5 000)
Élimination du placement de 15 % détenu dans Innergex II Fonds de revenu au moment de la consolidation d'une filiale en propriété exclusive	(13 235)	-	(13 235)
Actif net acquis	63 364 165	-	63 364 165

Renseignements supplémentaires	
Immobilisations corporelles acquises, impayées	10 207 659
Frais de développement liés aux projets acquis, impayés	497 496
Actifs acquis, impayés	10 705 155

Le prix d'achat attribué à l'écart d'acquisition n'a aucune valeur fiscale et se rapporte à l'aménagement des emplacements.

Le fonds de roulement net comprend les effets à vue ne portant pas intérêt de 12 870 946 $ à recevoir des filiales de Innergex Énergie, Fonds de revenu. Ces effets ont été payés au cours du deuxième et du troisième trimestre de 2008.

5. Débiteurs

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Créances clients	4 135 923	493 329
Remboursement à recevoir pour immobilisations corporelles	8 801 534	-
Taxes à la consommation	6 919 660	1 330 145
Montant à recevoir d'une entité sous influence notable	1 206 498	1 782 480
Montant à recevoir des apparentés	50 061	-
Crédits d'impôt à l'investissement	429 431	1 743 142
Effets à recevoir d'une entité sous influence notable, sans intérêt	-	14 008 567
Autres	1 347 904	218 430
	22 891 011	19 576 093

La quasi-totalité des créances clients sont attribuables à Hydro-Québec et à Ontario Power Authority. Hydro-Québec jouit présentement d'une cote de crédit A+ attribuée par Standards & Poors (« S&P »). Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que la province d'Ontario, dont la cote de crédit attribuée par S&P est actuellement de AA, honorera les obligations de l'Ontario Power Authority en vertu des contrats d'achat d'électricité auxquels elle est partie.

Le remboursement à recevoir pour immobilisations corporelles est également à recevoir d'Hydro-Québec et se rapporte au parc éolien de Carleton. Les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement seront reçus du gouvernement du Canada ou des gouvernements provinciaux, à la suite de l'aménagement et de la construction des projets. Un montant de 5 908 632 $ de taxes à la consommation est lié au parc éolien de Carleton. Se reporter aux notes 14 c) et 28 d) pour plus de détails.

Les montants à recevoir d'une entité sous influence notable se rapportent aux filiales de Innergex Énergie, Fonds de revenu dans lesquelles la Société détient une participation de 16,1 %.

La Société n'a comptabilisé aucune provision pour créances douteuses, car d'après son expérience, le risque est faible à cet égard. La Société ne détient aucune garantie précise à l'égard de ses débiteurs.

6. Immobilisations corporelles

			31 décembre 2008	31 décembre 2007
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
	$	$	$	$
Installations hydroélectriques	52 633 511	902 535	51 730 976	18 763 440
Parc éolien	67 723 021	290 230	67 432 791	-
Installations hydroélectriques en construction	109 850 884	-	109 850 884	81 941 014
Parc éolien en construction	-	-	-	10 139 750
Autres équipements	1 428 228	915 575	512 653	579 124
	231 635 644	2 108 340	229 527 304	111 423 328

Les immobilisations corporelles incluent des coûts de financement de 3 541 713 $ (322 824 $ en 2007).

7. Actifs incorporels

Les actifs incorporels de la Société sont liés aux éléments suivants :

			31 décembre 2008	31 décembre 2007
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
	$	$	$	$
Installations hydroélectriques	9 436 713	387 640	9 049 073	6 195 914
Parc éolien	13 611 026	64 172	13 546 854	-
Installations hydroélectriques en construction	21 780 953	-	21 780 953	23 085 598
Parc éolien en construction	-	-	-	11 551 248
	44 828 692	451 812	44 376 880	40 832 760

8. Frais de développement liés aux projets

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Projets en développement	21 691 389	21 829 859
Actifs incorporels liés aux projets en développement	9 302 556	15 505 727
	30 993 945	37 335 586

Au cours de l'exercice, la Société a abandonné certains projets en raison de l'impossibilité de les développer, alors que d'autres projets ont accusé des retards. Cela a donné lieu à une perte de valeur se rapportant à certains projets du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements.

La Société a bénéficié d'un crédit d'impôt à l'investissement remboursable d'un montant de 715 641 $ (45 809 $ en 2007), ce qui a réduit les frais de développement liés aux projets.

9. Placement dans une entité sous influence notable

Le 6 décembre 2007, la Société a acquis 4 724 409 parts représentant 16,1 % des parts émises par Innergex Énergie, Fonds de revenu. La Société fournit des services de gestion et d'administration à Innergex Énergie, Fonds de revenu, comme il est décrit à la note 21, et elle est représentée au conseil d'administration.

En vertu des règles comptables, les titres de capitaux propres acquis dans Innergex Énergie, Fonds de revenu représentent un placement dans une entité sous influence notable, qui est comptabilisé selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation depuis la date de l'opération, le 6 décembre 2007. Le placement a initialement été comptabilisé au coût, et par la suite ajusté pour constater la quote-part du bénéfice ou des pertes de l'émetteur, revenant à la Société, déduction faite des distributions déclarée par l'émetteur. La quote-part du bénéfice net ou de la perte de Innergex Énergie, Fonds de revenu revenant à la Société est rajustée pour tenir compte de l'amortissement des ajustements de la juste valeur relativement à la juste valeur de la quote-part de l'actif net identifiable, exception faite de l'écart d'acquisition, de Innergex Énergie, Fonds de revenu ainsi acquis et revenant à la Société.

Le coût total est attribué à la quote-part de l'actif net identifiable ainsi acquis et revenant à la Société en fonction de sa juste valeur, au moyen de la méthode de l'acquisition.

L'attribution de l'excédent du coût du placement dans Innergex Énergie, Fonds de revenu sur la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis totalisait 26 186 227 $ au 6 décembre 2007 et comprenait principalement des actifs incorporels de 23 464 266 $, un passif d'impôts futurs de 7 273 922 $ et un écart d'acquisition différentiel de 9 995 883 $.

Le tableau suivant présente le placement dans Innergex Énergie, Fonds de revenu :

	31 décembre 2008	**31 décembre 2007**
	$	**$**
Solde d'ouverture	63 144 213	-
Innergex Énergie, Fonds de revenu au coût	-	61 700 782
Quote-part (de la perte nette) du bénéfice net	(1 370 859)	1 823 354
Quote-part des autres éléments du résultat étendu	1 221	-
Distributions déclarées par Innergex Énergie, Fonds de revenu	(4 722 519)	(379 923)
Solde de fermeture	57 052 056	63 144 213

La quote-part revenant à la Société dans les résultats de Innergex Énergie, Fonds de revenu pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 se chiffrait à une perte de 1 370 859 $ (bénéfice de 1 823 354 $ en 2007) et comprenait les éléments suivants :

	31 décembre 2008	**31 décembre 2007**
	$	**$**
Quote-part des résultats d'exploitation de Innergex Énergie, Fonds de revenu	(520 279)	1 062 694
Ajustements liés à la diminution des taux d'imposition applicables au placement dans Innergex Énergie, Fonds de revenu	-	821 249
Amortissement des actifs incorporels	(1 173 214)	(83 571)
Ajustement lié à la diminution des impôts futurs sur les actifs incorporels	322 634	22 982
Quote-part (de la perte nette) du bénéfice net	(1 370 859)	1 823 354

10. Écart d'acquisition

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la Société a procédé à un test de dépréciation annuel. Le test a été effectué en utilisant une valeur actualisée nette des projets au sein du groupe d'actifs décrits dans la convention comptable. Suivant le résultat de ce test, une perte de valeur de 3 604 865 $ a été inscrite pour le secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements.

11. Emprunt bancaire

Une filiale de la Société a une facilité de crédit autorisée qui a été augmentée au cours de l'exercice, passant d'un montant de 20 000 000 $ à 25 000 000 $, et garantie par une hypothèque grevant la totalité des placements et des débiteurs, excluant les actifs déjà donnés en garantie pour d'autres dettes à long terme sans recours. La facilité de crédit est renégociable chaque année et porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré de 400 points de base. Au 31 décembre 2008, un montant de 9 750 000 $ de cette facilité de crédit a été utilisé comme avance de trésorerie, un montant de 7 321 700 $ a été utilisé pour l'émission de lettres de crédit, et un montant de 4 174 385 $ a été réservé pour garantir des contrats à terme sur obligations. Au 31 décembre 2008, le montant inutilisé et disponible en vertu de cette facilité de crédit bancaire s'élevait à 3 753 915 $. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la Société avait une charge d'intérêts de 26 916 $ (11 023 $ en 2007). Ces montants sont présentés à l'état consolidé des résultats au poste Autres (produits) et charges. La Société a également capitalisé des intérêts de 147 391 $ payés sur l'emprunt bancaire (néant en 2007) dans les immobilisations corporelles présentées au bilan. La facilité de crédit est assujettie à des clauses restrictives financières et non financières susceptibles de limiter son utilisation. Se reporter à la note 28 c) pour les événements postérieurs.

12. Créditeurs et charges à payer

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Clients et charges à payer	11 574 506	13 704 194
Tranche à court terme des retenues de garantie au titre de la construction	291 065	1 118 714
Sommes à payer à une entité sous influence notable	153 668	1 434
	12 019 239	14 824 342

13. Instruments financiers dérivés

Dans le but de réduire le risque de fluctuation des taux d'intérêt, la Société a conclu neuf contrats à terme sur obligations et un swap de taux d'intérêt, ce qui représente une dette totale couverte de 198 127 084 $ (176 200 000 $ en 2007). Au 31 décembre 2008, la valeur négative des contrats à terme sur obligations en cours en fonction des taux du marché est de 19 354 276 $ (valeur négative de 3 501 225 $ en 2007) et la valeur négative du swap de taux d'intérêt est de 3 368 802 $ (valeur négative de 1 455 974 $ en 2007). Ces montants sont comptabilisés dans le bilan au poste Instruments financiers dérivés, et la variation de la valeur est incluse dans l'état des résultats au poste Gain ou perte sur instruments financiers dérivés. Les contreparties aux contrats à terme sur obligations et au swap de taux d'intérêt sont d'importantes institutions financières; la Société ne prévoit aucun défaut de paiement de leur part.

Rutherford Creek Power Limited Partnership, une filiale de Innergex Énergie, Fonds de revenu, a convenu, à la suite de l'expiration ou de la résiliation de l'accord d'achat d'énergie de Rutherford Creek en juin 2024, de verser à la Société des redevances établies en fonction de la réalisation de produits atteignant certains seuils. Au 31 décembre 2008, la juste valeur de cet instrument financier est de 764 208 $ (663 492 $ en 2007). Ce montant est comptabilisé dans le bilan au poste Autres actifs à long terme, et la variation de la valeur est incluse dans l'état des résultats au poste (Perte nette) gain net non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés. Le paiement des redevances est garanti par la facilité, mais est subordonné à un emprunt à terme de 50 000 000 $.

Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers dérivés :

Instruments financiers dérivés	**Redevances**	**Contrat à terme sur obligations**	**Swap de taux d'intérêt**	**Total**
	$	**$**	**$**	**$**
Actifs - instruments financiers dérivés				
Solde au bilan au 31 décembre 2006	-	-	-	-
Actif acquis le 6 décembre 2007	656 205	-	-	656 205
Variation pour l'exercice 2007	7 287	-	-	7 287
Solde au 31 décembre 2007	663 492	-	-	663 492
Variation pour l'exercice considéré	100 716	-	-	100 716
Solde inclus dans les autres actifs à long terme au 31 décembre 2008	764 208	-	-	764 208
Passifs - instruments financiers dérivés				
Solde au bilan au 31 décembre 2006	-	-	-	-
Passifs pris en charge le 6 décembre 2007	-	4 010 072	1 514 638	5 524 710
Variation pour l'exercice 2007	-	(508 847)	(58 664)	(567 511)
Solde au 31 décembre 2007	-	3 501 225	1 455 974	4 957 199
Variation pour l'exercice considéré	-	15 853 051	1 912 828	17 765 879
Solde au 31 décembre 2008	-	19 354 276	3 368 802	22 723 078
Moins :				
Tranche à court terme	-	19 354 276	1 057 692	20 411 968
Solde des passifs à long terme au 31 décembre 2008	-	-	2 311 110	2 311 110

14. Dette à long terme

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Glen Miller Power, Limited Partnership a)	16 500 000	17 000 000
Umbata Falls, Limited Partnership b)	21 266 000	15 435 000
Innergex CAR, S.E.C. c)	64 407 084	-
Ashlu Creek Investments Limited Partnership d)	64 500 000	48 700 000
Coûts de financement reportés	(1 164 667)	-
	165 508 417	81 135 000
Tranche à court terme de la dette à long terme :		
Glen Miller Power, Limited Partnership a)	1 000 000	-
Umbata Falls, Limited Partnership b)	176 307	-
Innergex CAR, S.E.C. c)	15 054 557	-
Coûts de financement reportés	(236 881)	-
	15 993 983	-
	149 514 434	81 135 000

a) Glen Miller Power, Limited Partnership

La dette à long terme a trait à un emprunt contracté en vue de fournir du financement à long terme.

En 2006, l'emprunt a été converti en emprunt à terme, comportant 60 paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis sur une période d'amortissement de 20 ans; sa durée est de cinq ans et il arrive à échéance en 2011. Le prêteur a accordé une exonération quant aux remboursements de capital pour une période de cinq ans, sauf si les conditions exigées n'étaient pas respectées. Les remboursements du capital n'étaient pas exigibles dans la mesure où un seuil du ratio du service de la dette était atteint. Au cours du premier trimestre de 2008, ce seuil n'a pas été atteint et, par conséquent, les remboursements de capital ont débuté au troisième trimestre de 2008, après que la Société se fut entendue avec le prêteur à propos d'un calendrier de remboursement, qui comprend un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 68 trimestres débutant le 1er juillet 2008 et arrivant à échéance le 19 décembre 2025. L'emprunt à terme porte un taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires majoré de 140 points de base pour un total de 3,65 % au 31 décembre 2008 (6,15 % en 2007) et le montant non amorti au 31 décembre 2008 s'établit à 16 500 000 $. Les remboursements de capital pour le prochain exercice s'élèveront à 1 000 000 $.

Glen Miller Power, Limited Partnership a accordé une hypothèque de premier rang et une sûreté réelle d'un montant de 20 400 000 $ à l'égard de la totalité de ses biens et de ses actifs relativement au projet. La valeur comptable nette des biens et des actifs de Glen Miller Power, Limited Partnership au 31 décembre 2008 est d'environ 24 300 000 $.

b) Umbata Falls Limited Partnership

Un prêteur a accepté de mettre à la disposition de l'installation hydroélectrique d'Umbata Falls, un emprunt pour la construction sans recours dont le capital ne peut dépasser 51 000 000 $, dont une tranche de 43 400 000 $ avait été utilisée au 31 décembre 2008 (la quote-part de la Société est de 49 %). Les avances sont consenties sous forme d'acceptations bancaires pour des périodes d'environ 30, 60, 90 ou 180 jours. Les intérêts sur les avances sous forme d'acceptations bancaires sont calculés à un taux annuel correspondant au taux des acceptations bancaires majoré de 100 points de base pour un total de 2,66 % au 31 décembre 2008 (5,61 % en 2007). Ces intérêts sur les avances sous forme d'acceptations bancaires sont exigibles à l'avance le premier jour de la période prévue pour le paiement des intérêts. Les remboursements de capital devraient débuter au troisième trimestre de 2009 et s'élèveront à 359 810 $ (la quote-part de la Société est de 49 %).

Le prêteur a accepté de consentir une facilité de crédit renouvelable d'un capital ne pouvant dépasser 1 000 000 $, pour une période jusqu'à six mois suivant la mise en service. Aucun prélèvement n'avait été effectué au 31 décembre 2008 (tout comme en 2007).

Le prêteur a également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un capital ne pouvant dépasser 1 200 000 $ pour une période jusqu'à six mois suivant la mise en service et, par la suite, d'un capital ne pouvant dépasser 500 000 $ pour une période de cinq ans suivant la date d'achèvement des travaux, qui est définie comme la date tombant six mois après la mise en service. Au 31 décembre 2008, un montant de 1 180 875 $ (1 170 875 $ en 2007) avait été prélevé pour garantir trois lettres de crédit (deux en 2007).

La garantie, constituée des documents requis à cet égard, comprend une charge ou sûreté réelle de premier rang, valide et rendue opposable, à l'égard de la participation de Umbata Falls Limited Partnership dans la totalité de ses biens et de ses actifs et de ceux de ses mandataires. Au 31 décembre 2008, la valeur comptable nette des biens et des actifs de Umbata Falls Limited Partnership totalise environ 72 800 000 $ (la quote-part de la Société est de 49 %).

c) Innergex CAR, S.E.C.

Les prêteurs ont accepté de mettre à la disposition du projet de parc éolien de Innergex CAR, S.E.C., un emprunt pour la construction sans recours dont le capital ne peut dépasser 53 400 000 $. Au 31 décembre 2008, une tranche de 51 880 000 $ avait été utilisée. L'emprunt porte intérêt à un taux annuel équivalent au taux des acceptations bancaires, échangé en vertu d'un swap de taux d'intérêt à 3,45 % majoré d'une marge applicable de 150 points de base pour un total de 4,95 % au 31 décembre 2008 (néant en 2007). En incluant les coûts de financement, le taux effectif est augmenté à 5,54 %.

Un calendrier de remboursement, qui se compose d'un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 74 trimestres, a été convenu avec le prêteur et le remboursement de capital a commencé le 31 décembre 2008. Le montant non amorti au 31 décembre 2008 s'établit à 51 607 084 $ et les remboursements de capital pour le prochain exercice s'élèveront à 2 254 258 $.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 833 000 $. Au 31 décembre 2008, un montant de 832 200 $ avait été prélevé pour garantir une lettre de crédit.

La garantie, constituée des documents requis à cet égard, comprend un acte constitutif d'hypothèque servant de garantie pour le paiement et l'accomplissement de toutes les obligations de Innergex CAR, S.E.C. et procurant un privilège sur la totalité des biens immeubles et des biens meubles actuels et futurs de Innergex CAR, S.E.C.

Au 31 décembre 2008, la valeur comptable nette des biens et des actifs de Innergex CAR, S.E.C. totalise environ 81 000 000 $.

Les prêteurs ont aussi accepté de mettre à la disposition de Innergex CAR, S.E.C. deux emprunts à court terme soit i) un emprunt aux fins du poste de raccordement Hydro-Québec TransÉnergie et ii) un emprunt aux fins de la TPS et de la TVP.

i) Emprunt aux fins du poste de raccordement Hydro-Québec TransÉnergie

Les prêteurs ont accepté de mettre à la disposition de Innergex CAR, S.E.C. un emprunt à court terme, venant à échéance le 31 mars 2009, d'un montant ne pouvant dépasser 7 974 000 $. Au 31 décembre 2008, 7 300 000 $ avait été utilisé et l'emprunt portait intérêt au taux des acceptations bancaires majoré de 150 points de base pour un total de 3,555 %. La Société remboursera cet emprunt à la réception du remboursement par Hydro-Québec TransÉnergie ayant trait au poste de raccordement. Se reporter à la note 5 pour plus de détails.

ii) Emprunt aux fins de la TPS et de la TVP

Les prêteurs ont aussi accepté de mettre à la disposition de Innergex CAR, S.E.C. un emprunt à court terme, venant à échéance le 31 mars 2009, d'un montant ne pouvant dépasser 5 500 000 $. Au 31 décembre 2008, l'emprunt avait été entièrement utilisé et portait intérêt au taux des acceptations bancaires majoré de 150 points de base pour un total de 3,555 %. La Société remboursera cet emprunt à la réception du paiement de la TPS et de la TVP sur les coûts de construction par les agences gouvernementales. Se reporter aux notes 5 et 28 d) pour plus de détails.

d) Ashlu Creek Investments Limited Partnership

Les prêteurs ont accepté de mettre à la disposition de l'installation hydroélectrique d'Ashlu Creek un emprunt pour la construction sans recours dont le capital ne peut dépasser 110 000 000 $, dont une tranche de 64 500 000 $ avait été utilisée au 31 décembre 2008. Les avances sont consenties sous forme d'acceptations bancaires en vertu d'une demande de prélèvement présentée par l'emprunteur. Ashlu Creek Investments Limited Partnership doit payer des intérêts sur toute avance sous forme d'acceptations bancaires correspondant au taux des acceptations bancaires, à un taux annuel correspondant au taux des acceptations bancaires majoré de 100 points de base, pour un total de 2,74 % au 31 décembre 2008 (5,78 % en 2007). Ces intérêts sont exigibles à l'avance le premier jour de la période prévue pour le paiement des intérêts.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit renouvelable, dont le capital ne peut dépasser 3 000 000 $, jusqu'à la date d'échéance définitive de la facilité qui tombe au quinzième anniversaire de la date de conversion du crédit à terme, selon la définition qui en est donnée dans l'accord de crédit. Au 31 décembre 2008, un montant de 2 879 054 $ (2 972 654 $ en 2007) avait été utilisé pour garantir cinq lettres de crédit.

Cet emprunt est garanti par une débenture à vue d'un capital de 175 000 000 $, qui crée une hypothèque de premier rang fixe et spécifique, un privilège et une cession, et prévoit l'octroi de sûretés réelles, à l'égard de la totalité des droits, titres de propriété et participations de Ashlu Creek Investments Limited Partnership et de ses commandités dans les actifs du projet et de tous les autres actifs, y compris un acte constitutif d'hypothèque consenti par les mêmes parties et créant une hypothèque fixe et spécifique de premier rang grevant les mêmes biens meubles.

Au 31 décembre 2008, la valeur comptable nette des biens et des actifs de Ashlu Creek Investments Limited Partnership, qui est en construction, totalise environ 119 800 000 $.

e) Remboursements de capital

Au 31 décembre 2008, les remboursements de capital prévus au titre de la dette à long terme au cours des prochains exercices sont les suivants :

	$
2009	15 993 983
2010	6 078 546
2011	5 915 302
2012	6 175 544
2013	56 320 912
Par la suite	89 145 024
Total	179 629 311

Le montant inscrit à l'élément « Par la suite » comprend les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme puisqu'elles seront financées par l'émission au titre de la dette à long terme.

f) Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction de la Société ou pour lesquels la construction est terminée mais dont certains coûts n'ont pas encore été payés. Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont présentées dans le tableau suivant :

	$
Umbata Falls Limited Partnership	2 054 330
Innergex CAR, S.E.C.	1 520 000
Ashlu Creek Investments Limited Partnership	10 546 564
	14 120 894

15. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations proviennent essentiellement des obligations de la Société exigeant de retirer les actifs des parcs éoliens à l'échéance des baux fonciers. Les parcs éoliens sont construits sur des terrains détenus en vertu de contrats de location qui viennent à échéance 25 ans après le début de la livraison d'électricité. La Société estime que la valeur non actualisée des paiements requis pour régler les obligations sur une période de 25 ans, conformément aux baux fonciers qui accordent, suivant la fin des baux, une période de deux ans pour remettre le terrain à son état d'origine, totalisera 3 260 359 $, comme suit :

	2008
	$
2033	3 260 359

Les flux de trésorerie ont été actualisés au taux de 8,25 %.

Le tableau suivant illustre la variation du passif au cours de l'exercice :

	2008
	$
Solde au début	-
Passif engagé	449 333
Passif réglé	-
Charge de désactualisation	4 119
Solde à la fin	453 452

16. Impôts sur les bénéfices

La charge d'impôts sur les bénéfices montre un taux d'imposition effectif différent du taux calculé en vertu des lois fiscales canadiennes. Cet écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition effectif est expliqué dans le tableau suivant :

	31 décembre 2008	**31 décembre 2007**
	$	**$**
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(45 647 946)	6 192 430
Pertes attribuées à la part des actionnaires sans contrôle	5 000	-
(Perte déductible) bénéfice imposable	(45 642 946)	6 192 430
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	30,90 %	32,02 %
Charge d'impôts sur les bénéfices calculée selon le taux d'imposition prévu par la loi	(14 103 670)	1 982 816
Bénéfice imposable à un taux moindre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	1 114 045	(946 822)
Réduction des taux d'imposition futurs	-	(464 274)
Charges non déductibles	1 255 340	48 984
Autres	6 156	25 350
Impôts sur les bénéfices	(11 728 129)	646 054

L'incidence fiscale des écarts temporaires qui résultent en des actifs et des passifs d'impôts futurs importants est la suivante :

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Actif d'impôts futurs		
Pertes autres qu'en capital	4 287 401	4 228 024
Excédent de la valeur fiscale des frais de développement liés aux projets sur leur valeur comptable	2 984 900	-
Excédent de la valeur fiscale des placements dans des filiales et dans une entité sous influence notable sur leurs valeurs comptables	791 180	-
Excédent de la valeur fiscale des coûts de financement sur leur valeur comptable	3 003 245	3 983 531
Excédent de la valeur fiscale des instruments financiers dérivés sur leur valeur comptable	6 893 494	1 358 418
Actif d'impôts futurs	17 960 220	9 569 973
Passif d'impôts futurs		
Excédent de la valeur comptable des actifs incorporels sur leur valeur fiscale	7 799 330	11 566 009
Excédent de la valeur comptable du placement dans des filiales et dans une entité sous influence notable sur leurs valeurs fiscales	-	683 789
Excédent de la valeur comptable d'immobilisations corporelles sur leur valeur fiscale	4 570 187	1 391 750
Excédent de la valeur comptable des frais de développement liés aux projets sur leur valeur fiscale	-	530 671
Passif d'impôts futurs	12 369 517	14 172 219
(Passif) actif d'impôts futurs net	5 590 703	(4 602 246)

Présentation aux états financiers :

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Actifs d'impôts futurs à long terme	10 522 080	3 214 616
Passifs d'impôts futurs à long terme	(4 931 377)	(7 816 862)
Actifs (passifs) d'impôts futurs nets	5 590 703	(4 602 246)

Au 31 décembre 2008, la Société et ses filiales ont des pertes fiscales d'environ 14 500 000 $ (15 400 000 $ en 2007), qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable d'exercices futurs. Ces pertes peuvent être utilisées jusqu'en 2029.

17. Capital-actions

a) Capital-actions

Autorisé

Le capital autorisé de la Société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables au gré du porteur et rachetables au gré de l'émetteur.

Le tableau suivant indique les actions ordinaires émises :

	31 décembre 2008		31 décembre 2007	
	Nombre	**$**	**Nombre**	**$**
Au début de l'exercice	23 500 000	228 807 842	-	-
Émises le 4 décembre 2007 au moment de la conversion de 8 081 actions de catégorie B	-	-	1 942 001	9 269
Émises le 6 décembre 2007 dans le cadre d'un appel public à l'épargne	-	-	10 455 000	115 005 000
Émises le 6 décembre 2007 dans le cadre d'un placement privé	-	-	11 102 999	122 132 989
Réduction des frais d'émission (engagés) (déduction faite de 294 652 $ au titre des impôts, 3 698 347 $ en 2007)		664 501		(8 339 416)
À la fin de l'exercice	23 500 000	229 472 343	23 500 000	228 807 842

En 2008, les frais d'émission comptabilisés dans le cadre du premier appel public à l'épargne ont été réduits d'un montant net de 664 501 $, entraînant une augmentation du capital-actions.

Le 4 décembre 2007, avant la clôture du premier appel public à l'épargne, la Société a modifié son capital-actions de la manière suivante :

a) en créant un nombre illimité d'actions ordinaires;

b) en créant un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série;

c) en convertissant les 8 081 actions de catégorie B émises en 1 942 001 actions ordinaires, à raison de 240,3169162 actions ordinaires pour chaque action de catégorie B;

d) en annulant les actions de catégorie B en tant que catégorie;

e) la Société a également racheté l'action de catégorie A pour 1 $ et annulé les actions de catégorie A en tant que catégorie.

Avant le 4 décembre 2007, le capital autorisé comprenait ce qui suit :

Actions de catégorie A, à droit de vote et sans droit de participation. En cas de liquidation ou de dissolution de la Société, les détenteurs d'actions de catégorie A avaient le droit de recevoir un montant correspondant à celui payé pour chaque action.

Actions de catégorie B, sans droit de vote, avec droit de participation et de rang inférieur aux actions de catégorie A en cas de liquidation ou de dissolution de la Société.

Le 1er mars 2007, la Société a émis 2 424 actions soit 582 528 actions de catégorie B après conversion pour une contrepartie en espèces de 2 424 $.

Dans ces états financiers, tous les montants relatifs aux actions et les montants par action ont été ajustés pour tenir compte de la division des actions pour toutes les périodes présentées.

b) Surplus d'apport et régime d'options sur actions

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Au début de l'exercice	130 302	-
Juste valeur de la rémunération à base d'actions	1 563 627	130 302
Options sur actions exercées	-	-
À la fin de l'exercice	1 693 929	130 302

La Société a un régime d'options sur actions qui prévoit l'attribution d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains consultants de la Société et de ses filiales en vue d'acquérir des actions ordinaires. Les options attribuées en vertu du régime d'options sur actions seront assorties d'un prix d'exercice ne pouvant être inférieur au prix du marché des actions ordinaires à la date d'attribution de l'option, calculé selon le cours moyen des actions ordinaires, pondéré en fonction du volume, à la TSX, des cinq jours de Bourse précédant la date d'attribution.

Le nombre maximal d'actions pouvant être visées par des options aux termes du régime d'options sur actions sera de 2 350 000, ce qui représente 10 % des actions ordinaires émises et en circulation. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des initiés aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 10 % des actions ordinaires émises et en circulation et ne peut, au cours d'une période de un an, dépasser 10 % des actions ordinaires émises et en circulation. Les actions ordinaires visées par une option qui expire ou est résiliée sans avoir été intégralement exercée peuvent être visées par une autre option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des administrateurs n'exerçant pas de fonction de gestion auprès de la Société aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Les options doivent être exercées au cours d'un délai établi par le conseil d'administration, qui ne peut dépasser dix ans suivant la date d'attribution. Au gré du conseil d'administration, les droits rattachés aux options attribuées aux termes du régime d'options sur actions seront acquis annuellement en quatre tranches égales pendant le délai de quatre ans suivant la date d'attribution.

	31 décembre 2008		31 décembre 2007	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré
		$		$
En circulation – au début de l'exercice	1 410 000	11	-	-
Octroyées	-	-	1 410 000	11
Exercées	-	-	-	-
Annulées	-	-	-	-
En circulation – à la fin	1 410 000	11	1 410 000	11
Options pouvant être exercées – à la fin de l'exercice	352 500	11	-	-

Les options suivantes étaient en circulation et pouvaient être exercées au 31 décembre 2008.

	En circulation		Pouvant être exercées		
	Nombre d'options	Prix d'exercice	Nombre d'options	Prix d'exercice	Année d'échéance
		$		$	
2008	1 410 000	11	352 500	11	2017

La Société applique la méthode de comptabilisation à la juste valeur pour les options attribuées à la haute direction, lesquelles sont estimées au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes. Un montant de 1 563 627 $ a été inscrit au titre des charges de rémunération et porté au crédit du surplus d'apport de la Société pour tenir compte des options attribuées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (130 302 $ en 2007). Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur, à la date d'attribution, des options octroyées aux bénéficiaires :

Taux d'intérêt sans risque	4,3 %
Dividende annuel prévu	Néant
Durée prévue des options	4 à 7 ans
Volatilité prévue	29,7 % à 36 %
Juste valeur moyenne pondérée par option	4,44 $

Aux fins des charges de rémunération, la rémunération à base d'actions est amortie par dotation aux résultats selon la méthode de l'amortissement linéaire sur le délai d'acquisition des droits de quatre ans.

18. Bons de souscription

Le 29 août 2008, la Société a émis 200 000 bons de souscription, pour une contrepartie au comptant de 175 000 $, donnant droit à leur porteur de souscrire jusqu'à 200 000 actions ordinaires. Les bons de souscription peuvent être exercés dans les 24 mois de la date d'émission, à un prix de levée de 12,50 $ chacun, et arriveront à échéance le 29 août 2010. Tous les bons de souscription étaient encore en circulation au 31 décembre 2008.

19. Remboursement de l'impôt en main remboursable au titre de dividendes

Tant que la Société demeurait une société privée sous contrôle canadien au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, une partie de ses impôts pouvait lui être remboursée au moment du versement des dividendes imposables aux détenteurs d'actions. Ces impôts étaient portés au débit des bénéfices non répartis, tandis que le recouvrement était porté au crédit des bénéfices non répartis. Le montant correspondant aux impôts remboursables cumulés, de 273 410 $, avait été recouvré en date du 31 décembre 2007.

20. Renseignements supplémentaires liés aux états consolidés des flux de trésorerie

Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Débiteurs	(3 800 148)	2 205 730
Charges payées d'avance et autres	(913 562)	79 017
Créditeurs et charges à payer	(5 524 393)	28 505
	(10 238 103)	2 313 252
Renseignements supplémentaires		
Intérêts payés	4 575 488	266 870
Impôts payés	174 016	154 822
Opérations hors trésorerie		
Réduction des frais d'émission	959 153	-
Immobilisations corporelles impayées	10 264 473	9 129 723
Frais de développement impayés	1 109 387	664 847
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	14 120 894	-

La Société a comptabilisé une charge de 1 140 000 $ au titre de la perte de valeur se rapportant aux frais de développement liés aux projets découlant d'une charge à payer pour une compensation pour mettre fin à un projet ayant subi une perte de valeur.

21. Opérations entre apparentés

La Société a conclu les opérations suivantes avec des entités sous influence notable et des apparentés :

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Produits au titre des conventions de gestion i)	2 039 135	1 605 372
Produits au titre des conventions d'administration ii)	109 957	108 858
Convention de services iii)	-	-
Autres services iv)	59 600	-
Produits au titre des honoraires de gestion v)	-	4 333 846
	2 208 692	6 048 076
Charge au titre de l'entente de partage incitative vi)	-	89 952
Débiteurs à recevoir des entités sous influence notable :		
Montants à recevoir	812 955	407 556
Distributions à recevoir	393 543	379 923
Avances à recevoir	-	995 000
Effets à vue ne portant pas intérêt à recevoir des filiales de Innergex Énergie, Fonds de revenu vii)	-	14 008 567
	1 206 498	15 791 046
Sommes à payer à une société sous influence notable	153 688	18 915

Ces opérations ont été conclues dans le cours normal des activités et inscrites à la valeur d'échange qui correspond à la contrepartie établie et acceptée par les apparentés.

i) Convention de gestion

Aux termes de cette convention, la Société fournit divers services à Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation (la « Fiducie d'exploitation »), une filiale en propriété exclusive de Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »). La Société : i) supervise l'exploitation des installations et administre les placements de la Fiducie d'exploitation; ii) seconde la Fiducie d'exploitation dans l'élaboration, l'exécution et le suivi d'un plan stratégique à l'égard de la Fiducie d'exploitation; iii) seconde la Fiducie d'exploitation dans l'élaboration d'un plan d'affaires annuel qui comprend notamment la budgétisation des montants liés à l'exploitation et des dépenses en immobilisations; iv) seconde la Fiducie d'exploitation dans l'élaboration de stratégies d'acquisition, l'examen d'acquisitions possibles et la réalisation d'analyses de faisabilité d'acquisitions potentielles; v) supervise la réalisation d'acquisitions, la cession d'actifs et l'élaboration de financements connexes nécessaires dans le cadre de telles activités; vi) participe à tout financement relatif à la Fiducie d'exploitation ou au Fonds; et vii) seconde la Fiducie d'exploitation dans la préparation, la planification et la coordination des réunions des fiduciaires.

En vertu de la convention de gestion, la Société est en droit de se faire rembourser les frais d'exploitation courants qu'elle engage dans l'exercice de ses fonctions, et ce, jusqu'à concurrence d'un montant annuel maximal, sous réserve d'une majoration annuelle correspondant au taux d'inflation de l'indice des prix à la consommation (l'« IPC »). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, le montant annuel maximal pouvant être facturé pour les services réguliers s'établit à 939 895 $ (887 184 $ en 2007). Des montants totalisant 251 756 $ (272 381 $ plus le remboursement des coûts de 123 293 $ en 2007) ont été facturés pour les services rendus dans le cadre de l'acquisition de IHI Hydro Inc. et des parcs éoliens de Baie-des-Sables et de l'Anse-à-Valleau. Un montant de 112 377 $ (111 492 $ en 2007) a aussi été facturé pour des services additionnels non inclus dans la convention de gestion.

La Société a également le droit de recevoir des honoraires incitatifs annuels, lesquels sont établis en fonction des hausses de l'encaisse distribuable par part de fiducie du Fonds. Lesdits honoraires incitatifs correspondent à 25 % de la tranche de l'encaisse distribuable annuelle par part de fiducie du Fonds excédant 0,925 $ par part de fiducie. Les honoraires incitatifs se rapportant aux augmentations de l'encaisse distribuable par part de fiducie du Fonds ont pour objectif d'inciter la Société à maximiser l'encaisse distribuable par part de fiducie. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, des honoraires incitatifs de 735 107 $ (334 315 $ en 2007) ont été reçus.

La convention de gestion qui était d'une durée initiale de 20 ans a été renégociée en 2007 et l'échéance a été repoussée à juillet 2030. Elle pourra être ultérieurement reconduite pour des périodes successives de cinq ans. Les honoraires incitatifs sont calculés en fonction de l'encaisse distribuable avant les impôts sur les bénéfices relativement aux modifications apportées à l'imposition des fiducies d'intérêt public en 2007. La convention de gestion comporte un droit réciproque de mettre fin au contrat en payant une compensation monétaire à la Fiducie d'exploitation.

ii) Convention d'administration

Aux termes de cette convention, la Société rend certains services administratifs et de soutien au Fonds, notamment ceux qui sont nécessaires pour : i) s'assurer que le Fonds respecte les obligations d'information continue prévues en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables; ii) fournir des services de relations avec les investisseurs; iii) fournir ou s'assurer que soit fournie aux porteurs de parts du Fonds toute l'information à laquelle ils ont droit, y compris l'information utile relativement aux impôts sur les bénéfices; iv) convoquer et tenir les assemblées à l'intention des porteurs de parts du Fonds et distribuer la documentation requise, y compris les avis de convocation et les circulaires d'information relatifs à ces assemblées; v) effectuer les calculs ayant trait aux distributions versées aux porteurs de parts du Fonds; vi) voir à toutes les tâches administratives et autres questions entourant tout rachat de parts de fiducie du Fonds; et vii) garantir le respect des limites de propriété par des non-résidents à l'égard du Fonds.

Tous les frais d'exploitation engagés par la Société dans le cadre de la prestation de ces services sont à la charge du Fonds jusqu'à concurrence d'un montant annuel maximal, sous réserve d'une majoration annuelle correspondant au taux d'inflation de l'IPC. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, le montant maximal pouvant être facturé s'établit à 109 957 $ (108 858 $ en 2007). La Société est également en droit de se faire rembourser les charges raisonnables engagées pour le compte du Fonds, telles que les frais juridiques et de vérification. La convention d'administration qui était d'une durée initiale de 20 ans a été renégociée en 2007 portant ainsi son échéance en juillet 2030 laquelle pourra être ultérieurement reconduite pour des périodes successives de cinq ans.

iii) Convention de services

Aux termes de la convention de services, la Société supervise les installations du Fonds conformément aux pratiques prudentes de l'industrie et à un plan d'exploitation annuel devant être élaboré par la Société et approuvé par le Fonds. Les services fournis par la Société comprennent la mise en œuvre et l'amélioration continue du programme d'entretien préventif; la surveillance des installations du Fonds et l'exécution d'inspections périodiques courantes ainsi que l'entretien périodique courant et imprévu nécessaire au bon fonctionnement des installations du Fonds; la création, la tenue et le stockage de tous les manuels d'exploitation et d'entretien; la conservation de tous les dessins et devis des installations; la préparation de livres et rapports comptables et administratifs exacts; le maintien des licences, approbations et permis et l'instauration de certaines mesures supplémentaires relativement à l'exploitation, à l'entretien et à la gestion des installations du Fonds, y compris les grands travaux requis de révision et d'amélioration des immobilisations. La convention de services qui était d'une durée initiale de 20 ans a été renégociée en 2007, son échéance a été reportée en juillet 2030 et la convention pourra être ultérieurement reconduite pour des périodes successives de cinq ans.

iv) Autres services

La Société rend aussi des services aux exploitants des parcs éoliens de l'Anse-à-Valleau et de Baie-des-Sables. Ces frais sont relatifs à des suivis de construction et à l'exploitation des parcs éoliens. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, un montant de 59 600 $ a été facturé au titre des autres services (néant en 2007). Les montants présentés sont égaux à la portion de 38 % appartenant au Fonds.

v) Produits au titre des honoraires de gestion – avant le 6 décembre 2007

Tous les frais d'exploitation qui n'étaient pas recouvrés par Innergex énergie renouvelable inc. étaient imputés à Innergex II Fonds de revenu.

vi) Charge au titre de l'entente de partage incitative – avant le 6 décembre 2007

Aux termes de cette entente, la Société avait l'obligation de verser à Innergex II Fonds de revenu 27,5 % de l'avantage tiré de la mesure incitative liée à la convention de gestion.

vii) Effets à vue à recevoir ne portant pas intérêt des filiales de Innergex Énergie, Fonds de revenu

Le fonds de roulement net acquis avec Innergex II Fonds de revenu (se reporter à la note 4 b) comprend des effets à vue ne portant pas intérêt à recevoir des filiales de Innergex Énergie, Fonds de revenu. Au cours de l'exercice, les soldes des effets à vue ont été payés.

22. Instruments financiers

a) Juste valeur des instruments financiers

Des estimations de la juste valeur sont effectuées à des moments bien précis, à l'aide des renseignements disponibles au sujet de l'instrument financier visé. Ces estimations étant subjectives de nature, celles-ci peuvent rarement être établies avec précision.

La juste valeur de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des débiteurs, de l'emprunt bancaire et des créditeurs et charges à payer se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur échéance à court terme.

En ce qui concerne les dettes à long terme à taux variable (y compris les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme), les valeurs comptables sont supérieures d'environ 41 000 000 $ à leurs justes valeurs de marché selon la courbe des taux swap majorés d'une prime de risque de 4 %.

b) Risque à l'égard des taux d'intérêt

L'objectif de la Société en matière de gestion du risque à l'égard des taux d'intérêt est de réduire son exposition à un niveau conforme à sa tolérance au risque. Le risque à l'égard des taux d'intérêt est le risque touchant le bénéfice de la Société et découlant de la fluctuation des taux d'intérêt et du degré de volatilité de ces taux. Dans le cours normal des affaires, la Société utilise des facilités de crédit pour financer ses activités. Elle a recours à des contrats à terme sur obligations de taux d'intérêt pour diminuer son risque à l'égard des taux d'intérêt. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de négociation.

En 2008, la Société a conclu un contrat de swap dégressif de taux d'intérêt à l'égard de la dette à long terme de Innergex CAR, S.E.C., d'un montant de 53 400 000 $, venant à échéance en mars 2027, ce qui lui a permis d'éliminer son exposition à la fluctuation des taux d'intérêt. Ce contrat permet à la Société de payer un taux d'intérêt fixe équivalant à 3,45 % jusqu'à son échéance.

La tranche de la dette à long terme à taux variable de la Société non couverte par un contrat de swap totalise environ 102 300 000 $. Une variation des taux d'intérêt de 1 % aurait une incidence annuelle d'environ 1 023 000 $ sur les résultats avant impôts de la Société. Pour atténuer le risque à l'égard des taux d'intérêt sur la dette non couverte par un contrat de swap, la Société a conclu des contrats à terme sur obligations. La valeur de ces contrats fluctue à l'inverse des taux d'intérêt. Il est de l'intention de la Société de mettre fin à ces contrats ou de les proroger ou de conclure de nouveaux contrats afin d'apparier les échéances de la dette sous-jacente et de protéger la valeur économique des projets.

Les modalités des contrats sont les suivantes :

Valeur nominale des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêt	**31 décembre 2008**	**31 décembre 2007**
	$	**$**
Contrats à terme sur obligations		
Six contrats à terme sur obligations (cinq en 2007) avec un rendement de 3,94 % à 4,74 %, échéant le 17 mars 2009 (se reporter à la note 28 e)	85 000 000	80 000 000
Un contrat à terme sur obligations avec un rendement de 4,82 %, échéant le 16 mars 2009, assorti d'une garantie de 4 591 385 $ (2 300 000 $ en 2007) à l'égard de l'obligation (se reporter à la note 28 e)	25 000 000	25 000 000
Deux contrats à terme sur obligations (deux en 2007) avec un rendement de 4,39 % à 4,63 %, échéant le 27 janvier 2009 (25 juin 2008 en 2007) (se reporter à la note 28 b)	35 000 000	35 000 000
	145 000 000	140 000 000
Swap de taux d'intérêt		
Un swap de taux d'intérêt portant intérêt à 4,10 %, échéant le 1er juin 2009. Ce swap a été annulé au cours de l'exercice 2008 et une perte de 2 410 000 $ a été réalisée.	-	36 200 000
Un swap dégressif de taux d'intérêt portant intérêt à 3,45 %, échéant le 31 mars 2027 (se reporter à la note 14 c) pour plus de détails)	53 127 084	-
	198 127 084	176 200 000

c) Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité de perte en cas de défaut d'une autre partie de respecter les modalités du contrat.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont détenus auprès d'importantes institutions financières canadiennes auxquelles des cotes de crédit élevées sont attribuées.

Les débiteurs ainsi que leurs risques connexes sont décrits plus en détail à la note 5.

Les instruments financiers dérivés et leurs risques connexes sont décrits plus en détail à la note 13.

d) Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité a trait au montant des actifs liquides permettant à la Société d'honorer ses engagements liés à des passifs financiers en temps opportun. Certaines clauses restrictives financières peuvent empêcher la Société d'avoir accès à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie de ses filiales.

La Société a un fonds de roulement négatif à la clôture de l'exercice. Cependant, il n'est pas prévu que l'emprunt bancaire sera remboursé au cours de l'exercice à venir (se reporter à la note 28 c). De plus, la plupart des instruments financiers dérivés devraient voir leur échéance prorogée (se reporter à la note 28 b) et e). La facilité bancaire décrite à la note 11 permet aussi à la Société d'obtenir rapidement des fonds additionnels au besoin. Se reporter à la note 2 intitulée « Liquidités » pour des renseignements supplémentaires.

Le tableau suivant présente une analyse de l'échéance des passifs financiers :

	Jusqu'à trois mois	**Plus de trois mois mais moins de un an**	**Plus de un an mais moins de cinq ans**
	$	**$**	**$**
Dette bancaire	9 750 000	-	-
Créditeurs et charges à payer	10 768 634	1 250 605	-
Instruments financiers dérivés à court terme	19 596 660	815 308	-
Instruments financiers dérivés à long terme	-	-	2 311 110
Retenues de garantie au titre de la construction	-	-	5 057 542
Tranche à court terme de la dette à long terme	13 832 626	2 161 357	-
Dette à long terme	-	-	65 556 104
Total	53 947 920	4 227 270	72 924 756

e) Risque de marché

Le risque de marché est le risque que la juste valeur des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuera en raison de changements des prix du marché. Le risque de marché comprend trois types de risque : le risque de change et le risque à l'égard des taux d'intérêt, qui sont décrits séparément et les autres risques de prix.

La vente d'électricité fait l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des engagements d'achat ferme de la production totale, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels. Les clauses d'inflation des prix de vente de l'électricité permettent normalement à la Société de couvrir ses augmentations de frais d'exploitation variables.

f) Risque de change

Le risque de change se rapporte aux fluctuations du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société engage des dépenses à l'égard de la construction de parcs éoliens, payable en dollars américains. Toutefois, le prix auquel elle vendra son électricité à Hydro-Québec est ajusté pour refléter les fluctuations du dollar américain et, ainsi, les risques financiers de la Société sont minimes.

23. Engagements et garantie

a. Livraison d'électricité aux termes d'accords d'achat d'électricité

Des filiales ou coentreprises de la Société se sont engagées par contrat à vendre la totalité de l'électricité qui sera produite à British Columbia Hydro and Power Authority, à Hydro-Québec ou à Ontario Power Authority pour des périodes de 20 à 40 ans après la mise en service.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité à Ontario Power Authority en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2025.

Umbata Falls Limited Partnership s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité à Ontario Power Authority en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2028.

Innergex CAR, S.E.C. s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité à Hydro-Québec en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2028.

b. Parc éoliens

Accords visant la construction

Des filiales ou coentreprises de la Société ont conclu des accords d'achat d'électricité avec Hydro-Québec. Afin de respecter son obligation aux termes de ces accords, la Société devra développer et construire des parcs éoliens. Collectivement avec TransCanada Energy Ltd (« TransCanada ») (la participation de la Société est de 38 %), la Société a conclu divers accords portant sur l'acquisition des turbines, la construction ainsi que l'exploitation de parcs éoliens.

Les filiales ou coentreprises se sont également engagées en vertu d'options visant des contrats de location à l'égard de projets en cours de développement.

Entente de séparation

La Société est propriétaire indivis d'une participation de 38 % dans quatre projets éoliens. De plus, elle détient indirectement, par le biais de son placement de 16,1 % dans des parts du Fonds, une partie de la participation de 38 % du Fonds dans deux parcs éoliens. TransCanada est l'autre propriétaire indivis de la participation restante de 62 % dans les six projets éoliens. La Société et TransCanada ont conclu une entente de séparation qui décrit la marche à suivre dans le cas où la Société ou TransCanada demandent la séparation des projets éoliens détenus en copropriété indivise. À l'achèvement de deux des projets, l'entente de séparation permet à l'un des propriétaires indivis, entre le 31e et le 60e jour à compter de la date de l'achèvement final du deuxième projet (c.-à-d. le parc éolien d'Anse-à-Valleau), de demander la séparation de tous les projets éoliens ainsi détenus en copropriété indivise. Si une demande de séparation est présentée, le Fonds obtiendra le parc éolien qu'il détient en propriété indivise comportant la juste valeur marchande la plus basse, et l'autre parc sera attribué à TransCanada. Les quatre projets restants seront répartis entre la Société et TransCanada selon le nombre total de MW de ces projets et leurs dates d'achèvement prévues. Ainsi, la Société et TransCanada détiendraient chacun la totalité de certains des quatre projets, qui se rapprocherait de leurs participations globales actuelles respectives dans les quatre projets. Dans chaque cas, les parties devront payer un montant pour compenser l'écart de valeur.

c. Installation de Glen Miller

Contrat de location

Glen Miller Power, Limited Partnership a conclu un contrat de location de 30 ans se terminant en décembre 2035 à l'égard de l'emplacement qui est en production commerciale. Le contrat de location comporte une option de prolongation de 15 ans selon des modalités à négocier.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à rendre l'installation au locateur de l'emplacement, à la fin du contrat de location, à titre gratuit.

d. Umbata Falls Limited Partnership

Contrats de construction

Umbata Falls Limited Partnership a conclu plusieurs contrats en vue de la construction d'une centrale hydroélectrique à l'égard de l'emplacement qui est actuellement en production commerciale.

Dissolution de la société en commandite

Vingt-cinq ans après le début de son exploitation, la société en commandite sera dissoute. Au moment de la dissolution de la société en commandite, les biens et les actifs de la société en commandite seront transférés à l'autre commanditaire, à titre gratuit.

e. Projet Ashlu

Contrats de construction

Ashlu Creek Investments Limited Partnership a conclu plusieurs contrats en vue de construire une centrale hydroélectrique.

Accord de participation

Aux termes d'un accord conclu avec Ashlu Creek Investments Limited Partnership, la Squamish First Nation est habilitée à recevoir des redevances établies en fonction des produits d'exploitation tirés du projet Ashlu Creek, dès la date de mise en service commercial. La Squamish First Nation est également habilitée à recevoir une quote-part différentielle des produits d'exploitation bruts dépassant un seuil annuel des produits d'exploitation bruts fixé dans l'accord. Cet accord prévoit également que les actifs du projet Ashlu Creek seront cédés à la Squamish First Nation pour une valeur symbolique après 40 années de production commerciale.

f. Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership

Contrats de construction

Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership a conclu plusieurs contrats en vue de construire une centrale hydroélectrique.

g. Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

Accord visant la construction

À la suite du résultat satisfaisant d'une étude d'interconnexion, la Société versera à Kwoiek Creek Resources Inc., une société non liée, une indemnité le premier jour de la deuxième année de la phase de construction.

Accord de redevances

Kwoiek Creek Resources Limited Partnership a conclu un accord aux termes duquel elle versera à Kwoiek Creek Resources Inc. une redevance annuelle établie en fonction d'un pourcentage des produits d'exploitation bruts, déduction faite des coûts du projet, pour les 20 premières années suivant la date de la mise en service commercial du projet Kwoiek Creek, ainsi qu'une redevance majorée pendant les 20 années suivantes.

Pour les 20 premières années de la phase d'exploitation, Kwoiek Creek Resources Limited Partnership ne paiera aucun intérêt sur sa dette de rang inférieur ni aucune distribution sur les parts privilégiées, qui sont détenues par la Société, sauf si la redevance a été versée.

Dissolution de la société en commandite

Quarante ans après le début des activités, Kwoiek Creek Resources Limited Partnership sera dissoute (sauf si elle l'était à une date antérieure). Au moment de la dissolution, les biens et les actifs seront distribués à l'autre commanditaire.

h. Contrats de location-exploitation

La Société s'est engagée en vertu de contrats de location-exploitation visant des locaux qui arriveront à échéance en 2011 et 2012.

i. Résumé des engagements

Au 31 décembre 2008, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	$	$	$	$
2009	91 000	894 929	35 028 411	36 014 340
2010	93 274	912 736	6 768 296	7 774 306
2011	95 606	948 321	1 461 823	2 505 750
2012	97 997	60 966	649 948	808 911
2013	100 446	62 095	2 000	164 541
Par la suite	2 971 650	2 470 273	134 000	5 575 923
Total	3 449 973	5 349 320	44 044 478	52 843 771

24. Informations à fournir concernant le capital

Les objectifs de la Société, quant à la gestion de son capital, comprennent deux volets : i) maintenir une trésorerie et des équivalents de trésorerie suffisants afin de poursuivre sa stratégie de croissance; et ii) maintenir un levier financier approprié et gérer les risques financiers.

Le capital de la Société est composé de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, d'emprunts bancaires, de la dette à long terme et des capitaux propres.

Les capitaux propres de la Société servent principalement à financer le développement de projets. La Société a recours à la dette à long terme pour financer la construction de ses installations. Elle prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction au moyen de financement par emprunts à long terme sans recours.

Le développement et la construction de nouvelles installations éventuelles ainsi que le développement des projets en développement et des projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés à partir des fonds provenant de l'exploitation des installations de la Société, du placement dans le Fonds, des emprunts ou de l'émission d'actions additionnelles. Dans la mesure où les sources de capital externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'effectuer les placements de capitaux nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes sera compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion.

À la suite du renouvellement de l'emprunt bancaire décrit à la note 28 c), la Société a besoin de maintenir une valeur corporelle nette minimale et un ratio à l'égard de l'exigence de l'emprunt sur marge. Si les ratios ne sont pas atteints, le prêteur a la capacité de rappeler l'emprunt bancaire.

En ce qui concerne la dette à long terme relative à Glen Miller, la Société doit maintenir un ratio de couverture de la dette minimal. Si le ratio n'est pas atteint, le prêteur a la capacité de rappeler l'emprunt bancaire.

Toutes les clauses restrictives sont revues sur une base régulière par la Société.

La Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières liées à leurs conventions de crédit, exception faite de la situation exposée à la note 14 a).

Les objectifs de gestion de capital de la Société, ainsi que les politiques et procédures, sont demeurés inchangés depuis la dernière période.

25. Information sectorielle

La Société compte trois secteurs isolables : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne et c) l'aménagement et la gestion des emplacements.

Les secteurs de la production hydroélectrique et de la production éolienne vendent l'électricité produite par les installations hydroélectriques et les parcs éoliens à des services publics. Le secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements explore les emplacements potentiels, les aménage jusqu'au stade de l'exploitation et en assure la gestion.

Les conventions comptables relatives aux secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le sommaire des principales conventions comptables. La Société évalue le rendement en fonction du bénéfice (de la perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments. La Société comptabilise au coût les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements à celui de la production hydroélectrique ou de la production éolienne sont comptabilisées au coût.

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

	Exercice terminé le 31 décembre 2008			
	Production hydroélectrique	**Production éolienne**	**Aménagement et gestion des emplacements**	**Total**
	$	**$**	**$**	**$**
Produits découlant de clients externes	3 594 469	1 336 989	935 077	5 866 535
Frais d'exploitation	525 094	88 880	-	613 974
Bénéfice d'exploitation	3 069 375	1 248 109	935 077	5 252 561
Frais généraux et administratifs	48 303	73 056	6 506 876	6 628 235
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	3 021 072	1 175 053	(5 571 799)	(1 375 674)
Actifs à long terme	62 069 217	83 083 645	259 804 429	404 957 291
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	28 379 790	31 216 790
Total de l'actif	63 768 010	102 839 825	268 440 565	435 048 400
Acquisitions d'actifs à long terme	468 199	-	135 998 124	136 466 323

Au cours de l'exercice, les cessions d'actifs aux secteurs (des secteurs), dès la mise en service des installations de Umbata Falls et de Carleton, sont les suivantes :

	$	**$**	**$**	**$**
Actifs à long terme	37 406 908	83 441 351	(120 848 259)	-
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	(2 837 000)	-
Total de l'actif	38 345 259	103 197 530	(141 542 789)	-

	Exercice terminé le 31 décembre 2007			
	Production hydroélectrique	**Production éolienne**	**Aménagement et gestion des emplacements**	**Total**
	$	**$**	**$**	**$**
Produits découlant de clients externes	168 673	-	7 880 169	8 048 842
Frais d'exploitation	50 076	-	-	50 076
Bénéfice d'exploitation	118 597	-	7 880 169	7 998 766
Frais généraux et administratifs	2 855	-	6 311 119	6 313 974
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	115 742	-	1 569 050	1 684 792
Actifs à long terme	25 313 901	-	263 349 920	288 663 821
Écart d'acquisition	-	-	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	25 571 910	-	317 687 597	343 259 507
Acquisitions d'actifs à long terme	-	-	4 480 188	4 480 188

Il n'y avait aucun secteur de production éolienne en 2007 étant donné que ce secteur a été mis en service en 2008, suivant sa cession du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements.

26. Placements dans des coentreprises

Activités des coentreprises

Les états financiers consolidés de la Société comprennent sa quote-part des actifs, passifs, produits et charges des activités des coentreprises. Les montants inclus dans ces états financiers relativement aux coentreprises sont les suivants :

	31 décembre 2008	31 décembre 2007
	$	$
Actifs		
À court terme	18 667 413	3 736 806
À long terme	104 121 238	54 084 421
	122 788 651	57 821 227
Passifs		
À court terme	5 232 256	3 233 752
À long terme	26 894 660	16 890 974
	32 126 916	20 124 726
Bénéfice		
Produits	1 839 992	10 419
Instruments financiers dérivés	(2 201 561)	41 513
Charges	(716 642)	(72 831)
Impôts sur les bénéfices	(4 701)	-
Perte nette	(1 082 912)	(20 899)
Flux de trésorerie		
Activités d'exploitation	(13 203 714)	(639 111)
Activités de financement	(10 003 686)	382 336
Activités d'investissement	(46 333 648)	(2 264 237)
Opérations hors trésorerie		
Immobilisations corporelles impayées	3 468 010	3 065 678
Frais de développement impayés	16 588	290 081
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	3 574 330	-

27. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle de la période courante.

28. Événements postérieurs

a) Financement pour Fitzsimmons

Le 24 mars 2009, la Société et un prêteur ont conclu un engagement ferme lié au financement par endettement du projet de Fitzsimmons Creek Hydro LP. La réalisation de ce financement est assujettie à un processus de syndication et sa clôture est prévue avant la fin du deuxième trimestre de 2009.

b) Instrument financier dérivé de Umbata Falls Limited Partnership

Le 28 janvier 2009, Umbata Falls Limited Partnership a résilié ses contrats à terme sur obligations de 35 000 000 $ en contrepartie d'un montant en espèces de 3 055 000 $ et un montant de 1 660 000 $ a été intégré dans un swap de taux d'intérêt. Umbata Falls Limited Partnership a conclu un contrat de swap dégressif venant à échéance en juin 2034 lui permettant de payer un taux d'intérêt fixe de 4,108 % à compter du 30 juin 2009.

c) Emprunt bancaire

Le 27 février 2009, la Société a obtenu une facilité de crédit restructurée renouvelable de 364 jours. Le montant maximum disponible a été augmenté de 25 000 000 $ à 30 000 000 $.

d) Innergex CAR, S.E.C.

Le 27 février 2009, Innergex CAR, S.E.C. a reçu les paiements relatifs aux taxes à la consommation des agences gouvernementales et, par conséquent, l'emprunt aux fins de la TPS et de la TVP a été remboursé.

e) Contrats à terme sur obligations

Le 16 mars 2009, le contrat à terme sur obligations de 25 000 000 $, décrit à la note 22 b), a été renouvelé jusqu'au 16 juin 2009.

Le 17 mars 2009, les six contrats à terme sur obligations d'un total de 85 000 000 $, décrits à la note 22 b), ont été renouvelés jusqu'au 31 mars 2009 (se reporter à la note 2 sous « Liquidités »).

INNERGEX
Énergie renouvelable
Renewable Energy

An English version of this annual report is available upon request. Please contact the Investor Relations Department.

Jean Trudel, MBA
Vice-président, Finances et relations avec les investisseurs

Edith Ducharme, LL.L.
Directrice, Communications financières et relations avec les investisseurs

Innergex énergie renouvelable inc.
1111, rue Saint-Charles Ouest
Tour Est, bureau 1255
Longueuil (Québec) J4K 5G4
Tél. : 450 928-2550
Téléc. : 450 928-2544

www@innergex.com

INNERGEX
Énergie renouvelable
Renewable Energy