Aucune autorité en valeurs mobilières ne s'est prononcée sur la qualité des titres offerts dans le présent prospectus simplifié. Quiconque donne à entendre le contraire commet une infraction. Les titres décrits dans le présent prospectus ne sont offerts que là où l'autorité compétente a accordé son visa, ils ne peuvent être proposés que par des personnes dûment inscrites. Les titres offerts par les présentes n'ont pas été ni ne seront inscrits aux termes de la loi des États-Unis intitulée* Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée (la « Loi de 1933 ») ou de la législation en valeurs mobilières de quelque État, et ne peuvent donc être offerts ni vendus aux États-Unis que conformément aux exigences d'inscription de la Loi de 1933 et de la législation en valeurs mobilières applicable de quelque État ou aux termes d'une dispense de ces exigences. Voir la rubrique « Mode de placement ».

Premier appel public à l'épargne et placement secondaire
(si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée)

Le 28 novembre 2007

PROSPECTUS

[INNERGEX LOGO]

115 005 000 $
10 455 000 actions ordinaires

Le présent prospectus vise le placement (le « placement ») de 10 455 000 actions ordinaires (les « actions ordinaires ») d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « société »). Le prix d'offre des actions ordinaires a été fixé par voie de négociation entre la société, BMO Nesbitt Burns Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Financière Banque Nationale Inc., La Corporation Canaccord Capital et Corporation de Valeurs Mobilières Dundee (collectivement, les « preneurs fermes »). Voir la rubrique « Mode de placement ».

Prix : 11,00 $ l'action ordinaire

	Prix d'offre	Rémunération des preneurs fermes	Produit net revenant À la société(1)	Produit net revenant aux actionnaires vendeurs(2)
Par action ordinaire	11,00$	0,5775$	10,4225$	11,00$
Placement total(2)	115 005 000$	6 037 763$	108 967 237$	0,00$

1) Avant déduction des frais du placement évalués à environ 6 000 000 $.

2) Les actionnaires vendeurs ont accordé aux preneurs fermes une option (l'« option en cas d'attribution excédentaire ») pour couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant, et aux fins de stabilisation du marché. L'option en cas d'attribution excédentaire peut être levée par les preneurs fermes, en totalité ou en partie, pendant les 30 jours qui suivent la clôture du placement et permet aux preneurs fermes de souscrire auprès des actionnaires vendeurs jusqu'à 1 045 000 actions ordinaires au prix d'offre prévu aux présentes (soit environ 10 % des actions ordinaires offertes aux termes des présentes). La société paiera la rémunération des preneurs fermes à l'égard des actions ordinaires vendues aux termes des présentes par les actionnaires vendeurs si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée. Si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée intégralement, le prix d'offre total s'établira à 126 500 000 $, la rémunération des preneurs fermes à 6 641 250 $ et le produit net revenant à la société et aux actionnaires vendeurs s'établira respectivement à 108 363 750 $ et à 11 495 000 $. Le présent prospectus vise également le placement de l'option en cas d'attribution excédentaire et d'au plus 1 045 000 actions ordinaires que les actionnaires vendeurs vendront à la levée de l'option en cas d'attribution excédentaire. Voir « Mode de placement ».

En même temps que la clôture du placement, les investisseurs institutionnels (au sens donné ci-après) échangeront la totalité de leurs participations dans Innergex II, Fonds de revenu contre des actions ordinaires et souscriront également des actions ordinaires supplémentaires au prix d'offre prévu aux présentes, comme il est décrit aux rubriques « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement » et « Emploi du produit ». Ces actions ordinaires sont émises dans le cadre d'un placement privé conformément aux dispenses d'obligation de prospectus prévues par la législation canadienne en valeurs mobilières, étant précisé que les actions ordinaires qui sont vendues par les actionnaires vendeurs aux termes de la levée de l'option en cas d'attribution excédentaire seront visées par le présent prospectus. Voir les rubriques « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement » et « Mode de placement ».

Il n'existe actuellement aucun marché pour la négociation des actions ordinaires, de sorte qu'il peut être impossible pour les souscripteurs de les revendre. La Bourse de Toronto (la « TSX ») a approuvé sous condition l'inscription à la cote des actions ordinaires qui seront émises aux termes du placement et qui peuvent être vendues aux termes de la levée de l'option en cas d'attribution excédentaire, sous le symbole « INE ». L'inscription sera subordonnée à l'obligation, pour la société, de remplir toutes les conditions d'inscription de la TSX.

Dans le cadre du placement, les preneurs fermes peuvent attribuer des actions ordinaires en excédent de l'émission ou effectuer des opérations visant à fixer ou à stabiliser le cours à des niveaux autres que ceux qui seraient formés sur un marché libre. Ces opérations peuvent être commencées ou interrompues à tout moment. Voir la rubrique « Mode de placement ».

Un investissement dans les actions ordinaires comporte certains risques qui sont décrits à la rubrique « Facteurs de risque » et ailleurs dans le présent prospectus dont le souscripteur éventuel d'actions ordinaires devrait tenir compte.

Les preneurs fermes, à titre de contrepartistes, offrent conditionnellement les actions ordinaires sous les réserves d'usage concernant leur vente préalable, leur émission et leur livraison par la société et leur acceptation par les preneurs fermes conformément aux conditions d'une convention de prise ferme décrite à la rubrique « Mode de placement », et sous réserve de l'approbation de McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l. pour le compte de la société et de Borden Ladner Gervais s.r.l. pour le compte des preneurs fermes, quant à certaines questions d'ordre juridique.

Les souscriptions seront reçues sous réserve du droit de les rejeter ou de les répartir en totalité ou en partie et du droit de clore les registres de souscription à tout moment sans avis. Un ou plusieurs certificats enregistrés uniquement sous forme d'inscription en compte représentant les actions ordinaires seront émis à Services de dépôt et de compensation CDS inc. (« CDS ») ou à son prête-nom et seront déposés auprès de CDS à la date de clôture du placement qui devrait avoir lieu vers le 6 décembre 2007, ou à une date ultérieure dont la société et les preneurs fermes peuvent convenir, mais dans tous les cas au plus tard le 28 décembre 2007. Le souscripteur d'actions ordinaires ne recevra qu'un avis d'exécution du courtier inscrit par l'entremise duquel les actions ordinaires sont souscrites. Voir la rubrique « Système d'inscription en compte ».

BMO Nesbitt Burns Inc. et Valeurs Mobilières TD Inc. sont les filiales en propriété exclusive indirectes d'institutions financières qui sont des prêteurs de la société. Par conséquent, la société peut être considérée comme un « émetteur associé » de ces preneurs fermes aux termes des lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada. Voir « Mode de placement ».

TABLE DES MATIÈRES

AU SUJET DU PROSPECTUS 2
DONNÉES RELATIVES AU MARCHÉ ET À L'INDUSTRIE 3
ADMISSIBILITÉ À DES FINS DE PLACEMENT 3
MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR 3
ÉNONCÉS PROSPECTIFS 4
SOMMAIRE DU PROSPECTUS 5
GLOSSAIRE 15
INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC. 19
SURVOL DE L'INDUSTRIE 20
SURVOL DE L'ENTREPRISE 33
INVESTISSEMENT DANS LE FONDS 61
OPÉRATIONS DEVANT ÊTRE RÉALISÉES À LA CLÔTURE DU PLACEMENT 63
EMPLOI DU PRODUIT 65
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES *PRO FORMA* 66
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES 66
RAPPORT DE GESTION 67
DIVIDENDES 88
PLACEMENTS ANTÉRIEURS 88
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES 88
DESCRIPTION DE LA RESTRUCTURATION DU CAPITAL 88
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS 89
OPTIONS 90
STRUCTURE DU CAPITAL *PRO FORMA* 91
DESCRIPTION DE LA DETTE 92
ACTIONNAIRES PRINCIPAUX ET VENDEURS 93
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION 93
RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION 99
MODE DE PLACEMENT 102
FACTEURS DE RISQUE 104
CONTRATS IMPORTANTS 114
SYSTÈME D'INSCRIPTION EN COMPTE 114
LITIGES EN COURS 114
EXPERTS 114
VÉRIFICATEURS, AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES ET AGENT DES TRANSFERTS 115
DROITS DE RÉSOLUTION ET SANCTIONS CIVILES 115
INDEX DES ÉTATS FINANCIERS F-1
ATTESTATION DE LA SOCIÉTÉ A-1
ATTESTATION DES PRENEURS FERMES A-2

AU SUJET DU PROSPECTUS

À moins que le contexte ne s'y oppose, dans le présent prospectus, la « société » renvoie à Innergex énergie renouvelable inc. et à ses filiales.

La société dresse ses états financiers en dollars canadiens conformément aux PCGR canadiens. Le symbole « $ » renvoie aux dollars canadiens.

À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, l'information divulguée dans le présent prospectus suppose i) que les opérations décrites à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement » ont été réalisées (appelées collectivement les « opérations de clôture »), ii) la restructuration du capital décrite à la rubrique « Description de la restructuration du capital » a été réalisée et iii) l'option en cas d'attribution excédentaire n'a pas été levée. Les épargnants devraient se fier uniquement aux renseignements contenus dans le présent prospectus. Ni la société ni les preneurs fermes n'ont autorisé quiconque à fournir aux épargnants des renseignements supplémentaires ou différents. Ni la société ni les preneurs fermes n'offrent de vendre ces titres dans un territoire où une telle offre ou vente est interdite. Les renseignements que contient le présent prospectus sont exacts uniquement à la date du présent prospectus, sans égard au moment de la remise du présent prospectus ou de la vente des actions ordinaires.

L'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de la société pourraient avoir changés depuis la date du présent prospectus.

Certains mots et certaines expressions utilisés dans le présent prospectus sont définis dans le « Glossaire ».

DONNÉES RELATIVES AU MARCHÉ ET À L'INDUSTRIE

Les données relatives au marché et certains renseignements statistiques du secteur utilisés dans le présent prospectus proviennent d'études de marché, de renseignements publics et de publications indépendantes du secteur. Certaines données se fondent également sur les estimations de la direction, lesquelles proviennent de recherches internes de la société et d'analyses de ces recherches avec des ingénieurs-conseils indépendants, ainsi que sur des publications indépendantes du secteur, des publications gouvernementales, des rapports d'agences d'études de marché ou d'autres sources indépendantes publiées. Ces publications, études ou recherches n'ont pas été préparées en vue d'être utilisées relativement au présent prospectus ni aux frais de la société. Les publications du secteur indiquent de manière générale que les renseignements qui y sont contenus ont été obtenus de sources réputées fiables, mais l'exactitude et l'exhaustivité de ces renseignements ne sont pas garanties et ni la société ni les preneurs fermes n'ont vérifié indépendamment les données provenant de tierces parties. De la même manière, les enquêtes internes et les estimations de la direction, qui sont réputées être fiables, tiennent compte de diverses hypothèses et n'ont pas été vérifiées indépendamment et devraient donc être examinées en tenant compte de ce fait.

ADMISSIBILITÉ À DES FINS DE PLACEMENT

De l'avis de McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l., conseillers juridiques de la société, et de Borden Ladner Gervais s.r.l., conseillers juridiques des preneurs fermes, pourvu que les actions ordinaires soient inscrites à la cote d'une Bourse visée par règlement (notamment la TSX), les actions ordinaires constitueront des placements admissibles en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (la « LIR ») pour les fiducies régies par des régimes enregistrés d'épargne-retraite, des fonds enregistrés de revenu de retraite, des régimes de participation différée aux bénéfices et des régimes enregistrés d'épargne-études, au sens de la LIR.

MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

L'utilisation du terme « BAIIA » dans ce prospectus se rapporte au bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et amortissement et la « marge du BAIIA » s'entend du BAIIA divisé par le total des produits. La direction est d'avis que, en plus du bénéfice net, le BAIIA et la marge du BAIIA constituent des compléments d'information utiles sur l'encaisse disponible avant le service de la dette, les dépenses en immobilisations et les impôts sur les bénéfices pour la direction et les investisseurs. Toutefois, le BAIIA et la marge du BAIIA ne doivent pas être considérés comme des mesures de rechange au bénéfice net déterminé conformément aux PCGR du Canada comme indicateur de la performance de la Société, ni comme une mesure de rechange aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement comme mesure de la liquidité et des flux de trésorerie. Le BAIIA et la marge du BAIIA ne sont pas des mesures reconnues aux termes des PCGR du Canada et n'ont pas de définition normalisée prescrite en vertu des PCGR du Canada, et la méthode utilisée par la Société pour calculer le BAIIA et la marge du BAIIA peut différer de la méthode utilisée par d'autres émetteurs. Par conséquent, le BAIIA et la marge du BAIIA peuvent ne pas être comparables à d'autres mesures similaires utilisées par d'autres émetteurs.

Relativement à la participation de 16,1 % de la Société dans Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »), le présent prospectus emploie l'expression « encaisse distribuable », laquelle est utilisée par le Fonds dans ses documents d'information continue. L'encaisse distribuable est une mesure non définie par les PCGR que les fiducies à capital variable du Canada utilisent généralement comme un indicateur de la capacité de l'émetteur à générer les sommes nécessaires pour les distributions aux porteurs de parts. Elle ne doit pas être considérée comme une mesure des flux de trésorerie ni comme un substitut des mesures comparables établies conformément aux PCGR. La méthode utilisée par le Fonds pour calculer l'encaisse distribuable peut différer de celle utilisée par d'autres entités similaires; par conséquent, elle peut ne pas être comparable à l'encaisse distribuable présentée par d'autres entités. La direction estime que l'encaisse distribuable du Fonds calculée en fonction des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation est la mesure la plus appropriée pour aider les lecteurs à évaluer les flux de trésorerie que la Société pourrait recevoir de son placement dans le Fonds. Les renvois à l'expression « BAIIA » du Fonds désignent le bénéfice avant les intérêts, les impôts sur les bénéfices, l'amortissement, les autres produits et charges et la part des actionnaires sans contrôle. Les autres produits et charges comprennent le revenu de placement, la perte ou le gain non réalisé sur les instruments financiers dérivés, la perte ou le gain de change, la radiation des immobilisations et la perte ou le gain à la cession d'immobilisations. La « marge du BAIIA » du Fonds s'entend du BAIIA du Fonds divisé par les produits bruts du Fonds.

RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LE FONDS

Les renseignements concernant le Fonds qui figurent dans le présent prospectus sont tirés ou inspirés de documents publics et de dossiers déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières. Même si la société ne possède aucun renseignement qui pourrait indiquer que de l'information financière relative au Fonds contenue dans les présentes et provenant ou s'inspirant de ces documents et dossiers est inexacte ou incomplète, la société n'assume aucune responsabilité quant à l'exactitude ou à l'exhaustivité de cette information financière, notamment les faits saillants de nature financière du Fonds contenus dans les présentes, ou quant à la non-divulgation, par le Fonds, d'événements ou de faits qui peuvent s'être produits ou qui peuvent avoir une incidence sur l'importance ou l'exactitude de cette information financière, mais dont la société n'a pas connaissance.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés dans le présent prospectus peuvent constituer des énoncés de nature « prospective » qui comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus de sorte que les résultats, le rendement ou les réalisations réelles de la société ou du secteur d'activité diffèrent sensiblement des résultats, du rendement ou des réalisation futurs exprimés ou sous-entendus dans ces énoncés prospectifs. Dans le présent prospectus, on reconnaît la nature prospective de ces énoncés à l'emploi de verbes comme « prévoir », « croire », « projeter » et « avoir l'intention », au futur ou au conditionnel, et à l'emploi d'autres termes analogues. Ces énoncés expriment des hypothèses et des attentes actuelles quant à des événements et au rendement de l'exploitation futurs et ne valent qu'en date du présent prospectus. Les énoncés prospectifs supposent d'importants risques et incertitudes, ne doivent pas être interprétés comme une garantie de rendement ou de résultats futurs et ne seront pas nécessairement une indication précise quant à la réalisation de ces résultats. Un certain nombre de facteurs pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent sensiblement des résultats dont il est question dans les énoncés prospectifs, notamment les facteurs exposés à la rubrique « Facteurs de risque ». Bien que les énoncés prospectifs dans le présent prospectus soient fondés sur des hypothèses que la direction estime raisonnables, ni la société ni les preneurs fermes ne peuvent garantir aux épargnants que les résultats réels correspondront à ceux exprimés dans ces énoncés prospectifs. Ces énoncés prospectifs sont formulés en date du présent prospectus, et la société décline toute obligation de mettre à jour ou de réviser ces énoncés prospectifs compte tenu de nouveaux éléments ou de nouvelles circonstances, sauf tel que l'exige la loi applicable.

SOMMAIRE DU PROSPECTUS

La description sommaire suivante des principales caractéristiques du placement devrait être lue conjointement avec le texte intégral du présent prospectus et est donnée entièrement sous réserve des renseignements, des données financières et des états financiers décrits plus en détail ailleurs dans le présent prospectus. Les épargnants sont priés de lire attentivement et intégralement le présent prospectus, notamment la rubrique « Facteurs de risque ».

À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, les renseignements divulgués dans le présent prospectus supposent i) que les opérations de clôture ont été réalisées; ii) que la restructuration du capital a été réalisée, et iii) que l'option en cas d'attribution excédentaire n'a pas été levée.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

La société est un promoteur et exploitant indépendant de centrales d'énergie renouvelable qui concentre principalement ses activités dans les secteurs de l'énergie hydroélectrique et éolienne. La société emploie environ 56 personnes à temps plein, dont 11 employés d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »), qui sont sous la responsabilité de la société. La société exploite, pour son compte ou pour le compte du Fonds, des centrales dans les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique et dans l'État de l'Idaho. Le portefeuille de projets de la société se compose de participations dans 13 centrales actives, neuf projets d'aménagement avec CAÉ et 21 projets éventuels. La société a des bureaux à Longueuil, au Québec (siège social) et à Vancouver, en Colombie-Britannique.

Industrie de la production d'énergie renouvelable

Les producteurs d'énergie renouvelable produisent de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, notamment i) l'eau; ii) le vent, iii) certains déchets comme la biomasse (p. ex., des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement; iv) les sources géothermiques, comme la chaleur ou la vapeur; et v) le soleil. Bien que les services publics réglementés classiques continuent de dominer les marchés nord-américains de la production d'électricité, on constate que les producteurs indépendants d'électricité joueront un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement 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 d'électricité.

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 hautement solvables, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'élaborer de nouveaux projets dans un environnement peu risqué tout en pouvant s'attendre à des flux de trésorerie contractuels stables à long terme, iii) la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, 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, certains marchés provinciaux concurrentiels, l'augmentation des prix du combustible fossile, 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 NOER, soutiennent également la production d'électricité renouvelable au Canada. En outre, certaines 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.

Les ressources hydrologiques du Canada sont abondantes et uniques dans le monde. Malgré la concurrence pour les sites appropriés et les défis que représente le transport sur de longues distinctes, les faibles coûts d'exploitation et la longue durée de vie utile de ces centrales nous permettent de croire que la production d'énergie hydroélectrique continuera pendant quelques années d'être une importante source d'énergie abordable. Traditionnellement, les corridors de transport au Canada ont relié les principales centrales aux principaux centres d'où provient la demande, ce qui signifie que les investissements stratégiques dans de nouveaux corridors de

transport joueront un rôle important dans la mise en œuvre de grands projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

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 1 600 MW a été installée jusqu'à maintenant. La puissance installée d'énergie éolienne au Canada a augmenté de manière importante au cours de chacune des trois dernières années, principalement en raison des NOER provinciaux, 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 nombreuses DP visant l'énergie renouvelable. Les problèmes usuels de disponibilité des ressources et de transport existent au Canada et, dans certaines régions, l'accès aux lignes de transport avec une puissance disponible constitue un problème d'ordre économique ou réglementaire. Néanmoins, l'Association canadienne de l'énergie éolienne a proposé la construction d'installations d'une puissance de production d'énergie éolienne de 7 000 MW d'ici 2013.

Selon Ressources naturelles Canada, la puissance de production totale au Canada connaîtra une croissance de 113 000 MW en 2005 à 131 000 MW d'ici 2020. Une partie importante de cette puissance additionnelle de 18 000 MW, en plus de la puissance nécessaire pour remplacer la puissance des installations de production d'énergie non renouvelable devant être déclassées au cours de cette période, devrait être tirée des sources d'énergie renouvelable.

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus sévères pour protéger l'environnement, divers gouvernements provinciaux ont instauré des NOER qui sont généralement appliquées et mises en œuvre en tant que but ou cible plutôt qu'exigences obligatoires. Ces NOER traduisent de manière générale les questions distinctes relatives aux ressources liées à la production d'électricité dans des structures géographiques de l'industrie de l'électricité d'une province. Les NOER 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 NOER 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 NOER 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 nouvelles DP d'importance ou des programmes d'offre standard en vue d'obtenir une puissance additionnelle de production d'électricité installée de sources renouvelables.

ACTIVITÉ DE LA SOCIÉTÉ

Survol

La société est un promoteur et exploitant indépendant de centrales d'énergie renouvelable. La société est l'une des sociétés les plus actives au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et concentre ses activités sur les projets hydroélectriques et éoliens qui bénéficient de faibles frais d'exploitation et coûts de gestion ainsi que d'une technologie simple et éprouvée. L'équipe de direction de la société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé ou remis à neuf, au moyen de diverses entités, 11 centrales hydroélectriques et deux centrales éoliennes, représentant une puissance installée totale de 347,9 MW, et les a mises en service commercial. La société est propriétaire d'une centrale de 8 MW actuellement en service et, avec ses partenaires, de neuf projets d'une puissance de production d'énergie totale de 565 MW pour lesquels des CAÉ ont été obtenus. Ces projets sont en construction ou devraient être en construction au cours des cinq prochaines années et devraient être mis en service commercial entre 2008 et 2012.

Afin de financer l'aménagement de ses projets, l'équipe de direction de la société s'est associée avec un certain nombre d'institutions financières et d'investisseurs privés. Afin d'avoir accès à du capital additionnel, l'équipe de direction de la société a également créé le Fonds, qui a réalisé son premier appel public à l'épargne en juillet 2003, pour acquérir des centrales hydroélectriques aménagées ou remises à neuf par l'équipe de direction de la société. En même temps que la clôture du placement et aux termes des dispositions des centrales, le Fonds fera indirectement l'acquisition, auprès de la société, des participations dans deux centrales éoliennes aménagées conjointement par l'équipe de direction de la société et TransCanada, de sorte que le nombre total de centrales détenues par le Fonds s'établira à 12. Le Fonds réglera finalement le prix d'achat payable à la société au moyen de l'émission d'environ 4,7 millions de parts du Fonds à la société et de la prise en charge d'environ 107,6 millions de dollars de dettes

sans recours qui devraient être en cours au 31 décembre 2007. Par suite de ces opérations, la société détiendra 16,1 % des parts du Fonds en circulation qui détiendra des participations dans dix centrales hydroélectriques et deux centrales éoliennes d'une puissance installée totale de 339,9 MW. Ces centrales sont toutes exploitées aux termes de CAÉ à prix fixe et à long terme. Voir les rubriques « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement » et « Investissement dans le Fonds.

La société gère le Fonds et supervise l'exploitation de ses centrales depuis le premier appel public à l'épargne du Fonds en 2003, et continuera à fournir ces services aux termes des conventions de gestion. Voir la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds — Gestion des centrales du Fonds ».

Structure organisationnelle

Le portefeuille de la société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie : i) des centrales qui ont été mises en service commercial (les « centrales actives »), ii) des projets avec des CAÉ garantis et qui sont en construction ou qui ont des dates prévues de mise en service commerciale (les « projets d'aménagement avec CAÉ »), et iii) des projets qui ont obtenu certains droits d'utilisation des terrains, 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 éventuels »). Le portefeuille de projets de la société se compose de participations dans 13 centrales actives, neuf projets d'aménagement avec CAÉ et 21 projets éventuels.

Le diagramme suivant décrit les participations directes et indirectes de la société dans les centrales actives, les projets d'aménagement avec CAÉ et les projets éventuels.

[GRAPH]

---

(1) La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à la société en fonction de sa participation dans ces centrales et projets, la puissance restante étant attribuable à la propriété des partenaires stratégiques.

Capacité concurrentielle

Antécédents en matière d'aménagement de projets d'énergie renouvelable

L'équipe de direction de la société compte plus de 16 années d'expérience à titre de promoteur et d'exploitant de centrales hydroélectriques et éoliennes. L'équipe de direction de la société a mené au stade de l'exploitation commerciale ou a remis à neuf des projets d'énergie renouvelable d'environ 347,9 MW et aménage actuellement, seule ou avec ses partenaires, neuf nouvelles centrales représentant une puissance totale additionnelle de 565 MW. Grâce à la vaste expérience de l'équipe de direction de la société, celle-ci jouit d'une bonne réputation et d'une grande crédibilité au sein de l'industrie.

L'équipe de direction de la société est reconnue pour réaliser les projets à la date de mise en service commerciale indiquée dans ses CAÉ en raison de sa gestion attentive du processus de construction. Elle réussit également à obtenir les approbations réglementaires en temps opportun en raison de ses études de faisabilité exhaustives, ses évaluations des ressources énergétiques et de l'identification des sites producteurs d'énergie renouvelable les plus appropriés. En ce qui a trait aux projets pour lesquels l'équipe de direction de la société a présenté une offre dans le cadre de DP, cette dernière a également obtenu un taux de réussite élevé. Par exemple, en 2004, la société et TransCanada, son partenaire, ont obtenu les 740 MW pour lesquels ils avaient présenté une offre dans le cadre de la DP visant 1 000 MW d'énergie éolienne émise par Hydro-Québec. Voir la rubrique « Survol de l'entreprise — Description des projets d'aménagement avec CAÉ — Projets éoliens ».

L'équipe de direction de la société est reconnue pour ne pas engager de dépassements de coûts importants dans l'aménagement ou l'exploitation de ses projets énergétiques. Lorsqu'un CAÉ est conclu, la société donne en sous-traitance la construction des projets tout en conservant un rôle proactif de gestion et de supervision du processus. La société est d'avis que la combinaison des ressources internes et de l'impartition sélective et de sa vaste expérience dans l'aménagement de centrales d'énergie renouvelable se traduit par une amélioration de la rentabilité et des taux de succès élevés au stade de l'aménagement.

Le solide rendement financier du Fonds atteste de la capacité de la société de gérer ses actifs d'exploitation de manière efficace. L'équipe de direction de la société a contribué, au moyen de ses services de gestion, à faire progresser le BAIIA et le bénéfice net du Fonds de 18,7 millions de dollars et 9,1 millions de dollars, respectivement, pour les douze premiers mois d'exploitation terminés le

30 juin 2004, à 32,4 millions de dollars et 11,9 millions de dollars, respectivement, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Le BAIIA du Fonds devrait augmenter à 47 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2008, compte tenu de la réalisation de l'acquisition de la centrale Anse-à-Valleau et de la centrale Baie-des-Sables à la clôture du placement et selon les hypothèses décrites à la rubrique « Projets éoliens récemment achevés », soit un TCAC de 22,9 % depuis le premier appel public à l'épargne du Fonds. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

Combinaison intéressante de contrats à long terme avec des contreparties très solvables

La centrale Glen Miller et tous les projets d'aménagement avec CAÉ (à l'exception du projet Matawin) sont assujettis à des CAÉ à prix fixe avec des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité qui sont toutes des services publics appartenant à des provinces, notamment Hydro-Québec (Moody's : Aa2 stable, DBRS : AH stable, Fitch : AA-stable), OÉO (Moody's : Aa1 stable et DBRS : AA stable) et BC Hydro (Moody's : Aa1 stable, DBRS : AAH stable). Pour ce qui est du projet Matawin, un CAÉ avec Hydro-Québec est en voie d'être finalisé. Voir la rubrique « Survol de l'entreprise — Description des projets d'aménagement avec CAÉ — Projet Matawin ». La totalité des CAÉ conclus par la société comporte une durée d'au moins 20 ans. Les caractéristiques à long terme et à faibles coûts des actifs productifs de la société, combinées à des tarifs d'électricité attrayant aux termes des CAÉ, permettent à la société de générer des flux de trésorerie stables et constants.

Avantage lié aux coût durable à long terme

Étant donné que les actifs hydroélectriques et éoliens ne sont pas exposés aux hausses des prix des combustibles fossiles et ne reposent pas sur le maintien d'une combustion hautement efficace des combustibles fossiles, ils ont des dépenses d'exploitation sensiblement inférieures aux autres types de technologie productrice d'électricité et devraient maintenir leur avantage lié au coût d'exploitation à long terme.

Actifs de longue durée à fiabilité opérationnelle élevée

La vie utile initiale des actifs hydroélectriques dépassent 50 ans alors que la vie utile initiale des éoliennes dépasse 20 ans. La totalité des projets d'aménagement avec CAÉ devraient être construits au cours des cinq prochaines années et les centrales actives exercent leurs activités commerciales depuis six années, en moyenne pondérée. La société bénéficiera donc de centrales de pointe qui devraient avoir des durées de vie utiles comportant des frais de maintenance minimaux.

Les centrales gérées et supervisées par l'équipe de direction de la société ont, au cours des dix dernières années, conservé des taux de disponibilité moyens de plus de 96 %, donnant lieu à des flux de trésorerie stables.

Flux de trésorerie stables des centrales actives

À la clôture du placement, la société détiendra une participation directe de 16,1 % dans le Fonds. La société prévoit recevoir des distributions et des frais de gestion au rendement (aux termes de la convention de gestion) du Fonds, ainsi que des flux de trésorerie de la centrale Glen Miller d'un montant total d'environ 6,8 millions de dollars en 2008. La société s'attend à ce que les flux de trésorerie du Fonds et de Glen Miller LP seront récurrents puisque les projets dans lesquels ces entités détiennent des participation sont soutenus par des CAÉ à long terme conclus avec des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité et sont tirés d'un actif diversifié se composant d'actifs hydroélectriques et éoliens situés dans diverses régions géographiques. En outre, le Fonds a une note de SR-2 (stable) de Standard & Poor's. La société prévoit également une hausse de ses flux de trésorerie au fur et à mesure que les projets d'aménagement avec CAÉ et les projets éventuels sont mis en service commercial. Voir la rubrique « Investissement dans le Fonds ».

Relations stratégiques de longue durée

Réussir l'aménagement de centrales productrices d'énergie renouvelable nécessite un réseau de solides relations avec d'autres exploitants, des commanditaires financiers, des fournisseurs, des sous-contractants et des représentants gouvernementaux. La solide relation de la société avec ces intervenants de l'industrie et sa bonne réputation dans l'industrie lui permet d'avoir un accès privilégié à un groupe de participants spécialisés pour l'aménagement de nouveaux projets et l'obtention de contrats au moyen de DP. En outre, la capacité démontrée de la société de construire des projets en temps opportun et en respectant le budget est un atout lorsqu'elle fait affaire avec les institutions financières, les services publics provinciaux et les gouvernements. La société a récemment annoncé un projet de partenariat avec la Fédération québécoise des municipalités, créant une entité visant à aider les municipalités au Québec à

aménager des projets éoliens et à présenter des offres relatives à des projets éoliens dans le cadre de la DP relative aux projets éoliens municipaux.

Relations positives avec les communautés

La société est d'avis qu'elle a des relations positives avec les communautés au sein desquelles elle a aménagé des projets d'énergie renouvelable, notamment divers projets avec les collectivités des Premières nations. Le projet Kwoiek Creek et le projet Umbata Falls sont des exemples de coentreprises réussies avec des collectivités des Premières nations. La société juge que les propriétaires fonciers et les collectivités constituent des partenaires à valeur ajoutée dans ses projets et, en retour, la société remet en général une tranche du bénéfice d'exploitation pour un projet donné à la collectivité locale.

Croissance, aménagement et stratégies de financement

Aménagement de projets existants

La société a actuellement des participations dans des projets d'aménagement avec CAÉ de 565 MW dont les dates prévues de mise en service commerciale varient de 2008 à 2012. La société a une quote-part de 293 MW dans cette puissance et la tranche restante de MW est attribuable à la propriété de partenaires stratégiques. La société prévoit continuer à être propriétaire exploitant de ces actifs lorsqu'ils auront atteint le stade de l'exploitation commerciale rentable.

Présélection des sites d'aménagement

La société recherche activement des occasions d'aménagement et des sites éventuels, et elle a des employés qui se consacrent à cette tâche. En raison de sa réputation et de sa présence dans l'industrie, des tiers parties offrent fréquemment des occasions d'aménagement à la société. Lorsqu'elle a accès à des sites de production d'énergie renouvelable éventuels et convenables, la société effectue, au moyen d'une combinaison de ressources internes et d'impartition sélective, des études de faisabilité et des évaluations de ressources énergétiques. Lorsqu'un site éventuel est choisi, la société demande les approbations réglementaires nécessaires. La société a actuellement répertorié des sites d'aménagement représentant une puissance supplémentaire éventuelle de 1 600 MW pouvant faire l'objet de construction, a obtenu certains droits quant à ces sites ou a demandé des permis d'investigation à l'égard du développement de ces sites. Voir la rubrique « Description des projets éventuels » ci-après.

Présentation d'offres dans le cadre de futures DP

La société a tout lieu de croire que des occasions de DP futures continueront de se présenter, particulièrement au Québec, en Colombie-Britannique, en Ontario et au Manitoba puisque ces provinces continuent d'augmenter leurs cibles de production d'énergie renouvelable.

La société a toujours présentée des offres dans le cadre de DP formulées par la province de Québec et la province de la Colombie-Britannique où elle connaît habituellement un niveau élevé de succès. La société a soumis des offres visant 322,5 MW dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec, dont les octrois devraient être annoncés en février 2008. La société prévoit également soumettre des offres dans le cadre de la DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec, annoncée récemment. En Colombie-Britannique, la société prévoit présenter une offre dans le cadre du projet Kaipit de 9,9 MW et du projet Kokish de 9,9 MW aux termes du programme d'offre standard de BC Hydro pour les projets d'énergies propres d'une puissance installée de moins de 10 MW. La société prévoit également participer à la DP de BC Hydro relative à l'énergie propre qui devrait être émise à l'automne 2008 et qui visera une cible d'environ 5 000 GWh, soit 1 250 MW (dans l'hypothèse d'un taux de puissance moyen de 45 % pour diverses sources d'énergie propre). Voir la rubrique « Description des projets éventuels — Projets éoliens — Projets éoliens éventuels de la Colombie-Britannique ». La société prévoit répondre plus activement aux DP en Ontario, où la société a mis en service commercial deux centrales et en aménage actuellement une troisième.

Projets d'aménagement énergétique aux États-Unis

La société concentre également ses activités à l'expansion de ses projets éoliens aux États-Unis. Les États-Unis constituent également le troisième producteur d'énergie éolienne en importance dans le monde, soit 15,6 % de la puissance mondiale avec 11 575 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 27 % en 2006. L'industrie éolienne aux États-Unis est actuellement soutenue par des crédits d'impôt à la production généralement disponibles pendant 10 ans après qu'une centrale a initialement été mise en service. En 2003, l'équipe de

direction de la société a participé à l'acquisition et à la remise à neuf, par Innergex II, d'une centrale hydroélectrique de 9,5 MW dans l'État de l'Idaho. La participation d'Innergex II dans la centrale Horseshoe Bend a été vendue au Fonds en 2004. L'équipe de direction de la société est d'avis que les États-Unis constituent un marché très attrayant et continuera à évaluer les possibilités dans ce marché.

Acquisition et autres occasions de croissance

La société peut également connaître une expansion au moyen de l'acquisition d'actifs énergétiques appropriés qui ont déjà atteint le stade de l'exploitation commerciale. En tant que société cotée, la société sera en mesure d'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 éoliennes, 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 développaient pour la société. Des projets futurs peuvent être situés dans une région où des occasions rentables existent, même si 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 sur la vente d'électricité au moyen d'un CAÉ à long terme, elle peut également considérer entrer dans le marché de gros de l'électricité si elle repère des occasions rentables.

Stratégie de financement

Par le passé, la société et ses prédécesseurs ont financé l'aménagement de leurs projets jusqu'au stade de la construction au moyen des capitaux propres et des dettes consenties par les investisseurs institutionnels et certaines autres institutions financières. Lorsqu'elle signe un CAÉ et obtient les permis nécessaires pour un projet, la société finance habituellement 70 % à 85 % de ses coûts de construction au moyen de financements sans recours et de financements par emprunt à long terme.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES *PRO FORMA*

Les principales données financières consolidées *pro forma* non vérifiées suivantes reflètent les opérations de clôture et sont tirées i) des états financiers vérifiés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et des états financiers non vérifiés de la Société pour le semestre terminé le 30 juin 2007, ii) des états financiers consolidés vérifiés d'Innergex II pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et des états financiers consolidés non vérifiés d'Innergex II pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et iii) des états financiers consolidés *pro forma* non vérifiés de la Société, et devraient être lues parallèlement à ceux-ci.

	Semestre terminé le 30 juin 2007	Exercice terminé le 31 décembre 2006
	(en $)	
Données de l'état des résultats		
Produits	(3 134 738)	7 402 154
Bénéfice (perte) provenant des activités poursuivies	(8 073 859)	2 220 797
Par action (de base et dilué)	(0,34)	0,09
Bénéfice net (perte nette)	(8 073 859)	2 220 797
Par action (de base et dilué)	(0,34)	0,09
Données du bilan		
Trésorerie	34 227 965	
Total de l'actif	297 548 548	
Total de la dette à long terme	42 515 000	
Capitaux propres	225 035 127	

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Le tableau suivant présente des données financières historiques tirées des états financiers vérifiés et non vérifiés de la Société figurant aux pages F-3 à F-14 du présent prospectus et devrait être lu parallèlement à ceux-ci. Les données financières devraient également être lues parallèlement à la rubrique « Rapport de gestion » figurant ailleurs dans ce prospectus. Afin de dresser un meilleur portrait du profil financier de la Société à la clôture du placement, les données financières historiques de la Société devraient être lues parallèlement aux états financiers consolidés *pro forma* non vérifiés préparés par la direction pour tenir compte de la conclusion du premier appel public à l'épargne de la Société et de l'acquisition, par cette dernière, des participations dans Innergex II, comme il a été décrit à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement », ainsi que parallèlement à la rubrique « Rapport de gestion » figurant ailleurs dans ce prospectus.

	Semestres terminés les 30 juin		Exercices terminés les 31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
			(en $)		
Données de l'état des résultats					
Produits	3 504 563	2 991 152	6 236 995	4 733 663	3 413 961
Bénéfice provenant des activités poursuivies	98 137	93 348	178 763	1 876 296	17 027
Par action (de base et dilué)	14,28	16,50	31,60	11 258,39	1 418,92
Bénéfice net et résultat étendu	98 137	93 348	178 763	1 876 296	17 027
Par action (de base et dilué)	14,28	16,50	31,60	11 258,39	1 418,92

	Au 30 juin	Aux 31 décembre	
	2007	2006	2005
		(en $)	
Données du bilan			
Total de l'actif	4 979 200	3 757 301	3 322 173
Total de la dette à long terme	600 000	600 000	250 000

LE PLACEMENT

Émetteur :	Innergex énergie renouvelable inc.
Taille du placement :	115 005 000 $ (10 455 000 actions ordinaires). Si l'option en cas d'attribution excédentaire est intégralement levée, les actionnaires vendeurs vendront jusqu'à 1 045 000 actions ordinaires supplémentaires. Voir la rubrique « Mode de placement ».
Prix d'offre :	11,00 $ l'action ordinaire.
Option en cas d'attribution excédentaire :	Les actionnaires vendeurs ont accordé aux preneurs fermes une option (l'« option en cas d'attribution excédentaire ») pour couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant, et aux fins de stabilisation du marché. L'option en cas d'attribution excédentaire peut être levée par les preneurs fermes, en totalité ou en partie, pendant les 30 jours qui suivent la clôture du placement et permet aux preneurs fermes de souscrire auprès des actionnaires jusqu'à 1 045 000 actions ordinaires au prix d'offre (soit environ 10 % du nombre d'actions ordinaires offertes aux termes des présentes). Si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée intégralement, le prix total s'établira à 126 500 000 $, la rémunération des preneurs fermes à 6 641 250 $ et le produit net revenant à la société et aux actionnaires vendeurs s'établira respectivement à 108 363 750 $ et à 11 495 000 $. La société ne recevra aucun produit provenant de la levée de l'option en cas d'attribution excédentaire.
Actions en circulation :	Il y aura 23 500 000 actions ordinaires émises et en circulation immédiatement après la clôture du placement et le réinvestissement concomitant. Voir la rubrique « Structure du capital pro forma ». Immédiatement après la clôture du placement et le réinvestissement concomitant et compte non tenu de l'option en cas d'attribution excédentaire, les investisseurs institutionnels détiendront un total de 11 102 999 actions ordinaires, soit 47,2 % du total des actions ordinaires en circulation et les actionnaires fondateurs et existants détiendront un total de 1 942 001 actions ordinaires, soit 8,3 % du total des actions ordinaires en circulation. Voir la rubrique « Actionnaires principaux et vendeurs ».
Emploi du produit :	La société prévoit tirer un produit net du placement de 102 967 237 $, compte tenu de la rémunération payable par la société aux preneurs fermes et des frais estimatifs du placement. Si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée, la société ne recevra aucun produit provenant de la vente d'actions ordinaires par les actionnaires vendeurs et la société a convenu de verser la rémunération des preneurs fermes à l'égard des actions ordinaires vendues aux termes de celle-ci. En même temps que la clôture du placement, les investisseurs institutionnels réinvestiront en espèces un montant total de 58 768 822 $ dans la société en souscrivant 5 342 620 actions ordinaires. Voir les rubriques « Sommaire — Réinvestissement concomitant » et « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement ». La société prévoit affecter le produit net tiré du placement, combiné avec le réinvestissement total en espèces mentionné plus haut, de la manière suivante : i) quant à 123 875 000 $, au financement du remboursement ou à l'achat, le cas échéant, de toute la dette en cours due par Innergex II aux investisseurs institutionnels, ii) quant à environ 30 millions de dollars, au financement de la quote-part de la société des capitaux propres requis pour la construction de son

portefeuille actuel de projets d'aménagement avec CAÉ, iii) quant à 3 781 079 $, au paiement d'un dividende sur les actions ordinaires devant être déclaré aux actionnaires fondateurs et existants par suite du gain réalisé par la société dans le cadre de la disposition des centrales, et iv) quant à la tranche restante du produit, au fonds de roulement et aux fins générales de l'entreprise.

Réinvestissement concomitant :

À la clôture du placement, la société fera l'acquisition, auprès de chacun des investisseurs institutionnels, de leurs participations dans Innergex II, de sorte que la société détiendra la propriété intégrale d'Innergex II, pour un prix d'achat total de 63 364 165 $, qui sera payé au moyen de l'émission, aux investisseurs institutionnels, de 5 760 379 actions ordinaires au prix d'offre prévu aux présentes (l'« acquisition d'Innergex II »).

Également à la clôture du placement, les investisseurs institutionnels souscriront un nombre supplémentaire de 5 342 620 actions ordinaires de la société au prix d'offre prévu aux présentes, pour un montant total de 58 768 822 $, en réinvestissant i) 11 618 822 $ provenant des distributions devant leur être versées par Innergex II par suite du gain réalisé par Innergex II à la disposition de la centrale Rutherford Creek en décembre 2005 et ii) un montant supplémentaire de 47 150 000 $ en espèces (collectivement avec l'acquisition d'Innergex II, le « réinvestissement concomitant »).

La totalité de ces 11 102 999 actions ordinaires seront émises aux termes du réinvestissement concomitant aux investisseurs institutionnels dans le cadre d'un placement privé conformément aux dispenses d'obligations de prospectus prévues par la législation canadienne en valeurs mobilières, étant précisé que les actions ordinaires qui sont vendues par les actionnaires vendeurs aux termes de la levée de l'option en cas d'attribution excédentaire seront visées par le présent prospectus.

Actionnaires vendeurs :

Chacun des actionnaires vendeurs a convenu de vendre un nombre maximum de 261 250 actions ordinaires aux termes de l'option en cas d'attribution excédentaire, soit 1 045 000 actions ordinaires au total, ce qui représente environ 4,4 % des actions ordinaires en circulation après la clôture du placement. Compte tenu du placement et du réinvestissement concomitant, chacun des actionnaires vendeurs détiendra environ 10,8 % des actions ordinaires émises et en circulation si l'option en cas d'attribution excédentaire n'est pas levée et 9,7 % si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée intégralement.

Conventions de blocage :

La société, les investisseurs institutionnels et les actionnaires fondateurs et existants ont convenu, sous réserve de certaines exceptions, de s'abstenir, sans le consentement préalable de BMO Nesbitt Burns Inc. et de Marchés mondiaux CIBC Inc. (pour le compte des preneurs fermes), lequel consentement ne peut être indûment retenu, de vendre ou d'émettre des actions ordinaires ou encore d'accorder toute option, bon de souscription ou autre droit visant l'acquisition d'actions ordinaires, pendant i) dans le cas de la société et de la Caisse de dépôt et placement du Québec, une période de six mois après la clôture du placement, ii) dans le cas des autres investisseurs institutionnels, une période de 12 mois après la clôture du placement, et iii) dans le cas des actionnaires fondateurs et existants, une période de 12 mois après la clôture du placement à l'égard de la moitié des actions ordinaires, et une période de 24 mois après la clôture du placement à l'égard de l'autre moitié des actions ordinaires. Voir la rubrique « Mode de placement ».

Symbole prévu à la TSX :

INE.

Facteurs de risque :	Un investissement dans les actions ordinaires de la société est spéculatif et très risqué. Les souscripteurs éventuels devraient examiner attentivement les « Risques relatifs aux activités et à l'industrie de la société » et les « Risques relatifs à la structure de la société et au placement » à la rubrique « Facteurs de risque » et les autres renseignements figurant ailleurs dans le présent prospectus avant de souscrire des actions ordinaires.
Droits de vote :	Les porteurs d'actions ordinaires auront le droit d'exprimer une voix par action aux assemblées des actionnaires. Voir la rubrique « Description du capital-actions ».

GLOSSAIRE

« **acquisition d'Innergex II** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Acquisition d'Innergex II ».

« **actionnaires fondateurs et existants** » S'entend, collectivement, de Gilles Lefrançois et de Michel Letellier, les actionnaires fondateurs de la société, ainsi que de Jean Perron, Jean Trudel, Michèle Beauchamp, François Hébert, Normand Bouchard, Guy Dufort, Renaud de Batz, Peter Grover et Richard Blanchet, soit les autres actionnaires de la société immédiatement avant la clôture du placement.

« **actionnaires vendeurs** » S'entend, collectivement, du Régime de Rentes du Mouvement Desjardins, de Caisse de dépôt et placement du Québec, de Groupe TD Capital Limitée et de Kruger Inc. Master Trust.

« **actions ordinaires** » S'entend des actions ordinaires du capital-actions de la société et comprend les actions ordinaires émises aux termes du placement.

« **actions privilégiées** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Description de la restructuration du capital ».

« **Ashlu Creek LP** » S'entend d'Ashlu Creek Investments Limited Partnership.

« **BC Hydro** » S'entend de British Columbia Hydro and Power Authority.

« **BCTC** » S'entend de British Columbia Transmission Corporation.

« **Cartier énergie éolienne** » S'entend de Cartier énergie éolienne inc., société détenue en copropriété par la société et TransCanada pour aménager les projets de Cartier.

« **CDS** » S'entend de Services de dépôt et de compensation CDS inc.

« **centrale Anse-à-Valleau** » S'entend de la centrale éolienne de 100,5 MW située à L'Anse-à-Valleau, au Québec. La totalité des participations d'Innergex II dans cette centrale sera transférée au Fonds dans le cadre de la série d'opérations décrites à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement ».

« **centrale Baie-des-Sables** » S'entend de la centrale éolienne de 109,5 MW située à Baie-des-Sables et Métis-sur-Mer, au Québec. La totalité des participations d'Innergex II dans cette centrale sera transférée au Fonds dans le cadre de la série d'opérations décrites à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement ».

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

« **centrales actives** » S'entend des centrales de production d'énergie dans lesquelles la société a un intérêt économique et qui ont été mises en service de façon commerciale.

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

« **CÉO** » S'entend de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

« **contrat de vente des centrales** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

« **convention d'achat** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Acquisition d'Innergex II ».

« **convention d'administration** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds — Gestion des centrales du Fonds ».

« **convention de coopération** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds — Convention de coopération ».

« **convention de gestion** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds — Gestion des centrales du Fonds ».

« **convention de prise ferme** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Mode de placement ».

« **convention de services** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds — Gestion des centrales du Fonds ».

« **conventions de gestion** » S'entend collectivement de la convention de gestion, de la convention d'administration et de la convention de services.

« **disposition des centrales** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

« **DP** » S'entend d'une demande de propositions.

« **DP de 2 000 MW du Québec** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Survol de l'industrie — Cadre réglementaire du Québec ».

« **DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Survol de l'entreprise — Autres occasions — DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec ».

« **fiducie financière** » S'entend d'Innergex Fiducie Financière.

« **filiale** » A le sens qui lui est donné à l'article 1.1 du Règlement 45-106 sur les dispenses de prospectus et d'inscription en vigueur en date des présentes.

« **Fonds** » S'entend d'Innergex Énergie, Fonds de revenu et de ses filiales.

« **GE** » S'entend de General Electric Company.

« **Glen Miller LP** » S'entend de Glen Miller Power, Limited Partnership.

« **GW** » S'entend d'un milliard de watts, de 1 000 MW ou d'un gigawatt.

« **GWh** » S'entend d'un gigawatt par heure.

« **Hydro-Québec** » S'entend d'Hydro-Québec et de ses filiales et division, notamment Hydro-Québec Distribution, Hydro-Québec Production et Hydro-Québec TransÉnergie Inc.

« **initiative écoÉNERGIE** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Survol de l'entreprise — Industrie de l'électricité au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

« **II Inc.** » S'entend d'Innergex II Inc.

« **Innergex GP** » S'entend d'Innergex GP Inc.;

« **Innergex II** » S'entend d'Innergex II, Fonds de revenu et de ses filiales.

« **Innergex S.E.C.** » S'entend d'Innergex, société en commandite.

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

« **IPC** » S'entend de l'indice des prix à la consommation pour le Canada.

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

« **kV** » S'entend d'un kilovolt ou de 1 000 volts.

« **kWh** » S'entend d'un kilowatt par heure ou de 1 000 watts par heure.

« **Kwoiek Creek LP** » S'entend de Kwoiek Creek Resources Limited Partnership.

« **LCSA** » S'entend de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

« **Mkw'Alts LP** » S'entend de Mkw'Alts Energy Limited Partnership.

« **MRN** » S'entend du ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec.

« **MW** » S'entend d'un million de watts ou d'un mégawatt.

« **normes en matière d'offre d'énergie renouvelable** » ou « **NOER** » S'entend des normes, politiques, objectifs ou règlements établis par l'entité ou le gouvernement respectif à cette fin, ciblant ou demandant la mise en valeur, l'augmentation ou l'achat de formes renouvelables de production d'électricité dans cette province.

« **OPA** » S'entend de l'Ontario Power Authority.

« **opérations de clôture** » S'entend des opérations décrites à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement ».

« **option en cas d'attribution excédentaire** » S'entend de l'option accordée aux preneurs fermes aux termes de la convention de prise ferme visant l'achat d'un nombre maximum de 1 045 000 actions ordinaires supplémentaires au prix d'offre uniquement pour couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant, et aux fins de stabilisation du marché, tel qu'il est décrit à la rubrique « Mode de placement ».

« **PCGR canadiens** » S'entend des principes comptables généralement reconnus du Canada.

« **placement** » S'entend du placement des actions ordinaires aux termes du présent prospectus tel qu'il est décrit à la rubrique « Mode de placement ».

« **preneurs fermes** » S'entend collectivement de BMO Nesbitt Burns Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Financière Banque Nationale Inc., La Corporation Canaccord Capital et Corporation de Valeurs Mobilières Dundee.

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

« **projet Ashlu Creek** » S'entend du projet hydroélectrique de 49,9 MW situé à Ashlu Creek, en Colombie-Britannique.

« **projet Carleton** » S'entend du projet éolien de 109,5 MW situé dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure, au Québec.

« **projet Club des Hauteurs** » S'entend du projet éolien éventuel d'une puissance maximum de 195,5 MW situé dans la municipalité de l'Anse-Saint-Jean, au Québec.

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

« **projet Gros Morne, phase II** » S'entend du projet éolien de 111 MW situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec.

« **projet Haute-Côte-Nord est** » S'entend du projet éolien éventuel d'une puissance installée prévue maximum de 170 MW situé dans la municipalité régionale de comté La Haute-Côte-Nord, au Québec.

« **projet Haute-Côte-Nord ouest** » S'entend du projet éolien éventuel d'une puissance installée prévue maximum de 168 MW situé dans la municipalité régionale de comté Fjord-du-Saguenay, au Québec.

« **projet Kaipit** » S'entend du projet hydroélectrique éventuel de 9,9 MW sur la rivière Kaipit, en Colombie-Britannique.

« **projet Kamouraska** » S'entend du projet éolien éventuel de 124,5 MW situé dans le territoire non organisé de Picard dans la municipalité régionale de comté de Kamouraska, au Québec.

« **projet Kipawa** » S'entend du projet hydroélectrique éventuel de 42 MW situé à Gordon Creek, au Québec.

« **projet Kokish** » S'entend du projet hydroélectrique éventuel de 9,9 MW situé sur la rivière Kokish, en Colombie-Britannique.

« **projet Kwoiek Creek** » S'entend du projet hydroélectrique de 49,9 MW située à Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique.

« **projet Les Méchins** » S'entend du projet éolien éventuel de 150 MW situé dans les municipalités de Grosse-Roche et de Les Méchins, au Québec.

« **projet Massif-du-Sud** » S'entend du projet éolien éventuel de 90 MW situé dans les municipalités de Saint-Luc-de-Bellechasse, de Saint-Magloire, de Notre-Dame-Auxiliatrice-de-Buckland et de Saint-Philémon, au Québec.

« **projet Matawin** » S'entend du projet hydroélectrique de 15 MW situé sur la rivière Matawin, au Québec.

« **projet Mkw'Alts** » S'entend du projet hydroélectrique de 47,7 MW situé à Ure Creek, en Colombie-Britannique.

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

« **projet Rivière-au-Renard** » S'entend du projet éolien éventuel d'une puissance maximum de 25 MW situé dans le territoire de la municipalité de Gaspé, au Québec.

« **projet Roussillon** » S'entend du projet éolien éventuel d'une puissance maximum de 108 MW situé dans les municipalités de Saint-Philippe, de La Prairie et de Saint-Jacques-le-Mineur, au Québec.

« **projet Saint-Constant** » S'entend du projet éolien éventuel d'une puissance maximum de 70 MW situé dans les municipalités de Saint-Constant et de Saint-Mathieu, au Québec.

« **projet Umbata Falls** » S'entend du projet hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW situé sur la rivière White, en Ontario.

« **projets d'aménagement avec CAÉ** » S'entend des projets de production d'énergie hydroélectrique et éolienne de la société décrits dans le présent prospectus pour lesquels des CAÉ ont été obtenus et qui sont en voie de construction ou dont les dates du commencement de l'exploitation commerciale ont été prévues.

« **projets de Cartier** » S'entend du projet Carleton, des projets Gros Morne, du projet Les Méchins, du projet Montagne-Sèche, de la centrale Anse-à-Valleau et de la centrale Baie-des-Sables.

« **projets éventuels** » S’entend des projets hydroélectriques ou d’énergie éolienne de la société qui ont obtenu des droits d’utilisation des terrains ou 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.

« **projets Gros Morne** » S’entend collectivement du projet Gros Morne, phase I et du projet Gros Morne, phase II.

« **propriétaires de Cartier** » S’entend des sociétés en commandite à but unique par l’entremise desquelles TransCanada, la société et le Fonds (lors de la réalisation de la disposition des centrales) détiennent indirectement leurs participations respectives dans chaque projet de Cartier.

« **régime d’options d’achat d’actions** » S’entend du régime d’options d’achat d’actions de la société devant être adopté avant la clôture du placement.

« **réinvestissement concomitant** » A le sens qui lui est donné à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement ».

« **restructuration du capital** » S’entend de la restructuration du capital-actions de la société réalisée immédiatement avant la clôture du placement, tel qu’il est décrit à la rubrique « Description de la restructuration du capital ».

« **société** » S’entend d’Innergex énergie renouvelable inc., anciennement dénommée Innergex Management Inc., société constituée en vertu de la LCSA et comprend ses filiales, à moins que le contexte ne s’y oppose.

« **TCAC** » S’entend du taux de croissance annuel composé.

« **TransCanada** » S’entend de TransCanada Energy Ltd.

« **TSX** » S’entend de la Bourse de Toronto.

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

« **Umbata Falls LP** » S’entend d’Umbata Falls, Limited Partnership.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

La société a été constituée au Canada en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA **»**) en vertu de statuts constitutifs datés du 25 octobre 2002. Le 25 octobre 2007, les statuts constitutifs de la société ont été modifiés pour changer le nom de cette dernière d'Innergex Management Inc. pour Innergex Énergie renouvelable inc. Le siège social de la société est situé au 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) J4K 5G4. La société a également un bureau à Vancouver, en Colombie-Britannique. La société est un promoteur et exploitant indépendant de centrales d'énergie renouvelable qui concentre principalement ses activités dans les secteurs de l'énergie hydroélectrique et éolienne. La société emploie environ 56 personnes à temps plein, dont 11 employés d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »), qui sont sous la responsabilité de la société. La société exploite, pour son compte ou pour le compte du Fonds, des centrales dans les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique et dans l'État de l'Idaho. Voir la rubrique « Survol de l'entreprise ».

L'organigramme suivant illustre la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes[1)], ainsi que certaines autres participations importantes de la société lors de la réalisation des opérations de clôture. La société n'avait aucune filiale avant la réalisation des opérations de clôture.

[GRAPH]

_____

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

2) Innergex CAR, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38 % dans le projet Carleton et son commandité est Innergex CAR Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.

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

4) Innergex LM, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38 % dans le projet Les Méchins et son commandité est Innergex LM Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.

5) Innergex MS, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38 % dans le projet Montagne-Sèche et son commandité est Innergex MS Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.

6) Glen Miller LP est propriétaire d'une participation intégrale dans la centrale Glen Miller et son commandité est Glen Miller Power Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.

7) Mkw'Alts Energy LP est propriétaire de la totalité du projet Mkw'Alts et son commandité est Mkw'Alts Energy Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.

8) Kwoiek Creek Resources LP est propriétaire de la totalité du projet Kwoiek Creek et son commandité est Kwoiek Resources GP Inc., dont une tranche de 50 % est détenue par Innergex II.

9) Umbata Falls LP est propriétaire de la totalité du projet Umbata Falls et son commandité est Beketekong Power Corporation, dont une tranche de 49 % est détenue par Innergex II.

10) La société détient une participation de 16,1 % dans le Fonds, fonds de revenu inscrit en Bourse dont les parts sont inscrites à la TSX.

11) Ashlu Creek LP est propriétaire de la totalité du projet Ashlu Creek et ses commandités sont 675729 British Columbia Ltd., dont une tranche de 50 % est détenue par Innergex II et 888645 Alberta Ltd., dont Innergex II achète actuellement les actions.

SURVOL DE L'INDUSTRIE

Industrie de la production d'énergie renouvelable

Les producteurs d'énergie renouvelable produisent de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, notamment i) l'eau; ii) le vent, iii) certains déchets comme la biomasse (p. ex., des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement; iv) les sources géothermiques, comme la chaleur ou la vapeur; et v) le soleil.

La demande pour le sources d'énergie renouvelable en Amérique du Nord continue de croître et est en grande partie régie par la tendance à long terme vers des politiques plus strictes pour protéger l'environnement. La combustion de combustibles fossiles comme le charbon, le pétrole et le gaz naturel pour produire de l'électricité émet des gaz à effet de serre, et est reconnue à l'échelle internationale comme étant un important facteur du réchauffement de la planète. Ces préoccupations environnementales, combinées aux augmentations de la demande d'électricité, aux faibles niveaux de croissance dans l'approvisionnement en électricité et aux niveaux presque records des prix des produits énergétiques poussent les fournisseurs d'électricité à diversifier leur combinaison de sources de production afin d'inclure une plus grande partie d'énergie renouvelable.

Au sein de la structure traditionnelle du marché de l'industrie de l'électricité, les services publics monopolistiques à intégration verticale ont i) produit (production d'électricité), ii) transporté (transport de l'électricité des centrales aux postes de transformation), et iii) distribué l'électricité (transport des postes de transformation aux clients). Certains facteurs, notamment, la hausse des tarifs d'électricité et du combustible fossile, les projets technologiques et les préoccupations au sujet du contrôle des coûts quant au financement d'investissements futurs dans les domaines de la production et du transport ont amené divers territoires à restructurer leurs marchés de l'électricité pour aller vers une concurrence intégrale ou une concurrence réglementée. L'introduction de production d'énergie nouvelle par des tiers, soit des « producteurs indépendants d'énergie », qui sont indépendants du gouvernement et différents des services publics classiques à intégration verticale et réglementés fait partie intégrante des efforts de restructuration.

Bien que les services publics réglementés classiques continuent de dominer les marchés nord-américains de la production d'électricité, on constate que les producteurs indépendants d'électricité joueront un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement 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 d'électricité.

Le recours de plus en plus fréquent aux producteurs indépendants d'énergie pour l'approvisionnement en énergie renouvelable en Amérique du Nord est poussé par divers facteurs, notamment i) l'augmentation des mesures incitatives commanditées par les gouvernements, ii) la disponibilité des contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties hautement solvables, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'élaborer de nouveaux projets dans un environnement peu risqué tout en pouvant s'attendre à des flux de trésorerie contractuels stables à long terme, iii) la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité; et iv) l'efficacité des producteurs indépendants d'énergie.

Industrie de l'électricité au Canada

Au Canada, les gouvernements provinciaux ont compétence quant au marché d'électricité de leur province respective et le gouvernement fédéral a compétence quant à l'octroi de permis de transport et d'exportation interprovinciaux et internationaux. Il existe une diversité régionale importante entre les provinces quant aux sources d'approvisionnement et à la structure du marché. La production d'énergie thermique (charbon, pétrole et gaz naturel) joue un rôle important en Nouvelle-Écosse, en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, à l'Île-du-Prince-Édouard, au Nouveau-Brunswick et, dans une moindre mesure, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut, où la production localisée est importante. La production hydroélectrique joue un rôle important en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador et constitue une partie importante de la diversification des sources d'approvisionnement en Ontario et en Saskatchewan. La production d'énergie nucléaire contribue de manière importante à la diversification des sources d'approvisionnement en Ontario et, dans une certaine mesure, au Nouveau-Brunswick. Même si elles ont des sources diversifiées d'approvisionnement en énergie, toutes les provinces mettent actuellement en valeur ou appuient, dans une certaine mesure, le développement des sources renouvelables.

En plus de la diversification des combustibles, le rythme et l'ampleur de la déréglementation des marchés de l'électricité ont aussi changé en fonction des circonstances et des défis particuliers de chaque province. Au cours des dernières années, il y a eu une évolution vers la concurrence sur le marché de détail et de gros en Alberta et en Ontario, et d'autres provinces ont entrepris, chacune à des degrés différents, la séparation des activités ou ont accordé des CAÉ à des producteurs indépendants d'énergie. Par conséquent, il

y a de plus en plus de producteurs indépendants d'énergie au Canada. Certaines provinces font face à des difficultés d'approvisionnement pendant les périodes de pointe et se concentrent principalement sur les investissements en matière de production et de transport pour la fiabilité à court terme et l'approvisionnement à long terme.

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, certains marchés provinciaux concurrentiels, l'augmentation des prix du combustible fossile, 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. En outre, certaines 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.

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

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 1 600 MW a été installée jusqu'à maintenant. La puissance installée d'énergie éolienne au Canada a augmenté de manière importante au cours de chacune des trois dernières années, principalement en raison des NOER provinciaux, 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 nombreuses demandes de propositions visant l'énergie renouvelable. Les problèmes usuels de disponibilité des ressources et de transport existent au Canada et, dans certaines régions, l'accès aux lignes de transport avec une puissance disponible constitue un problème d'ordre économique ou réglementaire. Néanmoins, l'Association canadienne de l'énergie éolienne a proposé la construction d'installations d'une puissance de production d'énergie éolienne de 7 000 MW d'ici 2013.

Offre et demande d'électricité

La demande d'électricité devrait continuer à augmenter de manière importante au Canada. Ressources naturelles Canada prévoit qu'en 2020, la consommation annuelle d'électricité au Canada dépassera les niveaux de consommation de 2005 de 105 TWh.

Cette augmentation prévue de la consommation d'électricité est attribuable principalement à la croissance continue de la population et à l'expansion économique. La croissance de la population est un facteur clé de la demande d'électricité pour le logement, les services et le transport. Son incidence est amplifiée par les changements de la consommation par habitant, ce qui indique souvent une croissance économique. Au cours des dernières décennies, l'expansion économique a mené à une hausse de la demande d'électricité, notamment en raison de la prolifération des appareils électroménagers, des habitations plus grandes, des téléviseurs plus grands et d'un usage plus fréquent des établissements commerciaux. Cette tendance a été quelque peu atténuée par les percées technologiques qui ont entraîné le développement d'appareils et d'établissements plus efficients.

Selon Ressources naturelles Canada, la puissance de production totale au Canada connaîtra une croissance de 113 000 MW en 2005 à 131 000 MW d'ici 2020. Une partie importante de cette puissance additionnelle de 18 000 MW, en plus de la puissance nécessaire pour remplacer la puissance des installations de production d'énergie non renouvelable devant être déclassées au cours de cette période, devrait être tirée des sources d'énergie renouvelable.

Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada

Le gouvernement fédéral du Canada appuie la production d'électricité provenant de ressources renouvelables, tel qu'en fait foi l'offre de mesures incitatives aux producteurs d'énergie renouvelable. Le budget fédéral canadien 2007 approuvé a alloué une somme

de 4,5 milliards de dollars au soutien des programmes écoÉNERGIE. Un de ces programmes est le programme pour l'énergie renouvelable (l'« initiative écoÉNERGIE ») de 1,5 milliard de dollars qui vise à soutenir le développement d'investissements de 4 000 MW d'énergie renouvelable dans tout le Canada au cours des 14 prochaines années (sous réserve de l'approbation budgétaire annuel), et est conçu pour encourager la production d'environ 14,3 TWh d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable à incidences limitées, comme l'énergie éolienne, hydroélectrique, de biomasse, solaire et marine. Dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE, une prime de 1 cent par KWh (10 $ par MWh) est offerte, disponible durant une période de 10 ans, pour tous les projets qui sont mis en œuvre entre le 1er avril 2007 et le 31 mars 2011.

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

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus sévères pour protéger l'environnement, divers gouvernements provinciaux ont instauré des NOER qui sont généralement appliquées et mises en œuvre en tant que but ou cible plutôt qu'exigences obligatoires. Ces NOER traduisent de manière générale les questions distinctes relatives aux ressources liées à la production d'électricité dans des structures géographiques de l'industrie de l'électricité d'une province. Les NOER 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 NOER 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 NOER 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 nouvelles DP d'importance ou des programmes d'offre standard en vue d'obtenir une puissance additionnelle de production d'électricité installée de sources renouvelables. Grâce aux DP provinciales, 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.

Le tableau ci-après indique les normes en matière d'offres d'énergie renouvelable de chacune des provinces du Canada, les étapes clés qui ont été atteintes et les renseignements concernant les DP à venir ou en attente.

Province	NOER	Mise à jour du marché
Québec	• La stratégie énergétique provinciale prévoit environ 4 000 MW de puissance de production d'énergie éolienne installée d'ici 2015 • Le développement complémentaire de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne constitue l'une des trois principales priorités.	• Environ 1 400 MW de puissance éolienne installée ou sous contrat • DP visant 2 000 MW d'énergie éolienne échéant en septembre 2007 et les octrois sont prévus en février 2008 • Augmentation de la production hydroélectrique en accélérant la réalisation des projets existants et en ajoutant 4 500 MW de nouveaux projets.
Colombie-Britannique.....	Aux termes du plan énergétique de la C.-B. : • La production d'électricité propre ou renouvelable doit continuer de compter pour environ 90 % de la production totale • Tous les nouveaux projets de production d'électricité ne doivent émettre aucune émission nette de gaz à effet de serre	• Octroi des appels d'offres 2006 visant l'électricité de 325 MW de CAÉ pour les projets éoliens, et 842 MW de CAÉ pour les projets hydroélectriques • Des programmes d'offre standard pour des projets de moins de 10 MW provenant de sources d'énergie propre ou de la cogénération à rendement élevé sont actuellement élaborées

	• Aucun projet de production d'électricité nucléaire • Atteinte prévue de l'autosuffisance en électricité d'ici 2016	• Les appels d'offres 2007/08 visant l'énergie propre sont actuellement conçus et devraient être émis au début de 2008 et comporter une cible d'environ 5 000 GWh d'énergie par année. BC Hydro prévoit également un appel d'offres 2009 avec une cible d'environ 5 000 GWh d'énergie par année pour livraison d'ici 2015
Ontario	• Directive sur la combinaison d'électricité du ministre établissant une cible d'une puissance installée additionnelle de 2 700 MW (à compter de l'année de base 2003) provenant de nouvelles énergies renouvelables d'ici 2010 et une augmentation de la puissance totale de sources d'énergie renouvelable à 15 700 MW d'ici 2025 • Politique selon laquelle l'Ontario doit contracter 5 % (1 350 MW) de sa puissance totale en énergie à partir de ressources renouvelables d'ici décembre 2007 et 10 % (2 700 MW) d'ici 2010 • Cible proposée en date de 2014, ou plus tôt si possible, pour éliminer toutes les centrales au charbon de l'Ontario	• DP 2004 (« RES I ») visant 300 MW de puissance d'énergie renouvelable, qui a donné lieu à des contrats visant 395 MW • DP 2005 (« RES II ») visant 1 000 MW de puissance d'énergie renouvelable de projets de 20 MW à 200 MW, qui a donné lieu à des contrats visant un peu plus de 975 MW • Programme d'offre standard (tarifs d'énergie renouvelable) 2006 (le « TOS ») vise la production d'énergie renouvelable de projets en-dessous de 10 MW • En août 2007, la province de l'Ontario a émis une directive à l'OÉO pour obtenir un montant additionnel de 2 000 MW d'énergie renouvelable de projets supérieurs à 10 MW, et demandant à l'OÉO de commencer cet approvisionnement de 500 MW d'ici la fin de 2007
Alberta	• Aucune NOER formelle, ni politique en matière d'utilisation de carburant; le gouvernement n'appuie aucun des deux types de production en particulier mais permettra au marché concurrentiel de déterminer la diversification des sources d'approvisionnement • La proposition de 2002 visant à augmenter la production d'énergie renouvelable de 3,5 % (environ 560 MW) de la province d'ici 2008 sera respectée, grâce à des normes standard d'approvisionnement en énergie verte du gouvernement	• Il est prévu que la puissance d'énergie éolienne installée de l'Alberta en 2007 dépassera 500 MW • Le plafond de 900 MW sur le développement de l'énergie éolienne en Alberta a été levé en septembre 2007 • Maintenant que le seuil de 900 MW a été enlevé, certaines mises à niveau des lignes de transport dans d'importantes régions d'énergie éolienne en Alberta ont reçu les approbations réglementaires et d'autres sont en attente
Saskatchewan.....	• Un programme d'énergie écologique pour s'assurer que tous les nouveaux besoins en électricité jusqu'à 2010 soient comblés à partir de sources écologiques qui n'ajoutent pas d'émissions de gaz à effet de serre • Un programme d'énergie écologique qui propose une nouvelle puissance d'énergie éolienne de 100 MW d'ici 2012 • Le programme *Environmentally Preferred Power* (« EPP ») visant	• Portefeuille actuel de 150 MW d'énergie éolienne et de 45 MW d'énergie hydroélectrique au fil de l'eau aux termes du EPP. • Réception de recommandations en décembre 2006 pour établir une norme en matière d'offre d'énergie renouvelable et de conservation, exigeant qu'un minimum de 50 % de l'électricité de la Saskatchewan proviennent de sources d'énergie renouvelable et de la conservation d'ici 2025, et pour faire

	à obtenir 45 MW auprès de projets à petite échelle pour aider à combler les exigences à court terme du programme d'énergie écologique.	en sorte que l'énergie éolienne à grande échelle devienne une partie importante de la production future d'électricité, avec une cible de 500 MW d'énergie éolienne d'ici 2015.
Manitoba	• Cible de 1 000 MW d'énergie éolienne devant être développée au cours d'une période de dix ans (2014)	• Actuellement, plus de 100 MW d'énergie éolienne installée • Fin des DP visant 300 MW d'énergie éolienne en juillet 2007 • Trois autres allocations de 200 MW chacune (soit 600 MW au total) prévues pour 2013/14, 2015/16 et 2017/18 en fonction de la viabilité économique
Terre-Neuve-et-Labrador	• Plan énergétique provincial exhaustif élaboré, y compris une cible de 150 MW de mise en valeur d'énergie éolienne	• À l'heure actuelle, étude du potentiel éolien et émission de DP en 2006 pour évaluer si la puissance de production d'énergie éolienne peut être ajoutée économiquement • Évaluation des propositions pour l'expansion de la centrale hydroélectrique Lower Churchill River pour l'addition de 2 800 MW (augmentation d'environ 50 % de la puissance actuelle)
Nouvelle-Écosse	• L'exigence aux termes de la norme sur les énergies renouvelables obligatoires selon laquelle 5 % de la production d'électricité doit venir de sources d'énergie renouvelable construites après 2001 d'ici 2010, 10 % d'ici 2013 et (en plus des énergies renouvelables déjà dans le système en date de 2001) plus de 20 % de la production d'électricité doivent provenir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2013 • D'ici 2013, Nova Scotia Power devra au moins doubler ses achats d'énergie renouvelable provenant de producteurs d'électricité indépendants	• Nova Scotia Power a actuellement environ 400 MW de puissance de production d'énergie renouvelable installée, y compris plus de 60 MW d'énergie éolienne provenant de DP. • DP actuelles visant 130 MW de production renouvelable avec des offres soumises en août 2007 • Élaboration d'un plan intégré des ressources de 23 ans (2007 à 2029), encore assujetti à l'approbation réglementaire
Nouveau-Brunswick	• Cherche à acheter jusqu'à concurrence de 400 MW d'énergie éolienne devant être installée d'ici 2016. • 10 % de l'électricité vendue par New Brunswick Power proviendront de sources d'énergie renouvelable d'ici 2016	• Contrats signés en janvier et mars 2007 visant 96 MW de puissance de production éolienne • DP actuelle visant jusqu'à 300 MW de production éolienne d'ici novembre 2010 et l'accélération d'acquisitions de puissance de production éolienne
Île-du-Prince-Édouard.....	• 15 % de l'électricité consommée à l'Île-du-Prince-Édouard d'ici 2010 devra provenir de ressources renouvelables de l'Île, toutefois, puisque le but a déjà été atteint, le ministère a augmenté la cible à 30 % d'ici 2016	• Évaluation de la possibilité d'acquérir toute l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2015

Cadre réglementaire du Québec

Hydro-Québec, mandataire du gouvernement du Québec, est l'un des principaux services publics d'électricité en Amérique du Nord. Aux termes de ses statuts constitutifs, Hydro-Québec a reçu les pleins pouvoirs pour produire, fournir et livrer de l'électricité dans tout le Québec. À l'exception des territoires desservis par des systèmes d'électricité municipaux ou privés ou par une coopérative, Hydro-Québec est le détenteur des droits exclusifs de distribution d'électricité dans tout le territoire du Québec. En prévision d'une hausse importante de la demande d'électricité produite au Québec, le gouvernement du Québec, par l'entremise d'Hydro-Québec, a commencé à rechercher une puissance de production de producteurs indépendants d'énergie au début des années 90 et a conclu certains contrats à long terme d'achat d'électricité avec des tiers, généralement aux termes d'un CAÉ.

En 1996, le gouvernement du Québec a créé la Régie de l'énergie, organisme de régulation économique, dont la mission consiste à assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. La Régie de l'énergie fixe et modifie les conditions et les tarifs auxquels, notamment, l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité. À cette fin, Hydro-Québec doit présenter à la Régie de l'énergie une prévision des besoins du marché du Québec pour les dix prochaines années, ainsi que la nature des contrats qu'Hydro-Québec prévoit conclure afin de satisfaire la demande de plus de 165 TWh (soit le bloc patrimonial devant être fourni par Hydro-Québec). Pour satisfaire à une demande supérieure à ces 165 TWh, Hydro-Québec doit conclure des contrats d'approvisionnement après avoir fait des demandes de proposition auprès des fournisseurs d'énergie intéressés. La Régie de l'énergie surveille toutes les demandes de proposition pour l'approvisionnement d'énergie au Québec. En 2003, Hydro-Québec a lancé une DP pour l'approvisionnement de près de 1 000 MW d'énergie éolienne. En 2005, une autre DP a été émise pour l'approvisionnement de 2 000 MW d'énergie éolienne, qui a pris fin récemment et pour lequel Hydro-Québec a reçu 66 offres pour un total combiné de 7 724 MW (la « DP de 2 000 MW du Québec »). Hydro-Québec devrait octroyer des projets aux termes de la DP de 2 000 MW du Québec en février 2008.

Hydro-Québec achète actuellement la totalité de l'électricité produite par des producteurs indépendants d'énergie au Québec, autre que l'électricité utilisée par certains producteurs dans le cadre de leurs propres activités.

Cadre réglementaire de la Colombie-Britannique

BC Hydro est l'un des plus importants services publics d'électricité au Canada, offrant la plus grande partie de la puissance de production d'énergie dans la province. Le reste de la puissance est fourni par des services publics détenus par des investisseurs, de grands et de petits producteurs industriels et des producteurs indépendants d'électricité.

La restructuration de l'industrie de l'électricité en Colombie-Britannique a commencé avec l'annonce par le gouvernement de la Colombie-Britannique en 2002 de son programme appelé *Energy for our Future : A Plan for BC*. Le programme comportait quatre éléments principaux : i) la propriété publique continue de BC Hydro; ii) le développement d'un approvisionnement en énergie sûr et fiable; iii) l'offre de meilleures occasions pour le secteur privé; et iv) l'amélioration de la conservation et l'augmentation des nouveaux investissements dans les sources d'énergie verte. Aux termes du nouveau programme, BC Hydro a été restructurée en deux sociétés d'État distinctes; BC Hydro pour la production et la distribution et BC Transmission Corporation pour l'exploitation et la fourniture de l'accès ouvert au système de transport de BC Hydro. La division de distribution de BC Hydro doit acquérir toute la nouvelle production d'électricité au moindre coût de toutes les sources éventuelles. Les producteurs indépendants d'énergie doivent fournir toute la production, BC Hydro étant uniquement limitée à entreprendre des améliorations au niveau de l'efficience aux centrales existantes et le développement de nouvelles productions avec l'approbation de la British Columbia Utility Commission.

En 2002 et 2003, BC Hydro a commencé un processus d'approvisionnement pour la production d'énergie verte qui a donné lieu à l'octroi de CAÉ relativement à 16 projets (même si la plupart de ces projets n'ont pas été mené à bien). Ce processus a été suivi en 2006 par une autre demande de propositions qui a donné lieu à l'octroi de contrats à des producteurs d'énergie indépendants visant 38 projets. En février 2007, la province a annoncé un nouveau plan énergétique qui comprend diverses politiques notamment une cible d'émission nette de gaz à effet de serre de zéro pour tous les nouveaux projets électriques, qui veille à ce que la production d'électricité propre ou renouvelable continue de compter pour au moins 90 % de la production totale (plus de 90 % de la production en Colombie-Britannique provient actuellement de ressources hydroélectriques), et qui prévoit l'acquisition de 50 % des besoins supplémentaires en ressources de BC Hydro au moyen de la conservation et l'établissement d'un programme d'offre standard pour les projets d'énergie propre de moins de 10 MW. BC Hydro prépare actuellement les appels d'offres 2007 visant l'achat de nouvelles sources d'électricité aux producteurs indépendants d'énergie, qui devraient être émis vers la fin de 2007.

Cadre réglementaire de l'Ontario

Le marché de l'électricité en Ontario est structuré en fonction des cinq entités issues de la division d'Ontario Hydro en 1999, soit : Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, le successeur légal d'Ontario Hydro qui a le mandat de gérer et de rembourser les dettes et obligations contractuelles d'Ontario Hydro avec les producteurs indépendants d'énergie; Ontario Power Generation (« OPG »), la société de production; Hydro One Inc., la société de transport et de distribution rurales; Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERÉ »), l'exploitant du réseau qui veille à la sécurité de l'approvisionnement, qui exploite le marché au comptant et prévoit et répartit les unités de production; et l'Office de la sécurité des installations électriques, l'organisme qui régit les normes de sécurité. Par suite de cette restructuration, en mai 2002, le marché de l'électricité en Ontario s'est ouvert à la concurrence pour les activités de gros et de détail, donnant libre accès aux réseaux de transport réglementés et imposant à OPG de réduire sa part de la production d'électricité dans ce marché. Cette ouverture a presque été immédiatement suivie de températures chaudes constantes et des demandes de pointe résultantes, combinées aux contraintes en matière d'approvisionnement ont fait monter les prix et le recours aux importations, poussant le gouvernement ontarien à réévaluer la mise en œuvre du nouveau marché, à plafonner le prix de l'électricité pour certains clients et à geler les taux de distribution et les frais liés à la SIERÉ.

En 2003, le gouvernement de l'Ontario a pris les mesures pour transformer davantage le marché de l'électricité en ce qui est maintenant décrit comme un « marché hybride », notamment l'augmentation du plafond des prix, la demande, à la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO »), de réglementer la tarification résidentielle pour l'électricité produite à partir des centrales nucléaires et des grandes centrales hydroélectriques de la CÉO et l'établissement de limites de revenu annuelles à l'égard des centrales de charbon et des plus petites centrales hydroélectriques. À la fin de 2004, l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OÉO ») a été créée pour veiller à la planification des systèmes et à la sécurité de l'approvisionnement en Ontario en évaluant la demande et la fiabilité des ressources, en facilitant les investissements dans les sources d'approvisionnement et la diversification et en promouvant la conservation. Jusqu'à maintenant, le ministère de l'Énergie de l'Ontario et l'OÉO, aux termes des directives ministérielles, ont obtenu de nouvelles sources de production d'énergie renouvelable au moyen de demandes de proposition et du Programme d'offre standard (tarifs d'énergie renouvelable) (« POS »), aux termes duquel l'OÉO accorde des contrats d'achat d'électricité de 20 ans pour les projets de moins de 10 MW.

En août 2007, l'OÉO a déposé un Plan intégré pour le réseau d'électricité (« PIRÉ ») auprès de la CEO, indiquant les investissements en matière de conservation, de production et de transport nécessaires en Ontario de 2007 à 2027. En attendant l'approbation de la CEO, le PSÉI autorisera l'OÉO à assurer la production d'énergie sans recourir aux directives ministérielles afin de respecter les cibles de NOER de l'Ontario de 10 400 MW (soit 2 700 MW au-dessus des niveaux de 2003) d'énergies renouvelables installées d'ici 2010 et de 15 700 MW d'ici 2025. Actuellement, l'Ontario a environ 8 300 MW de sources de production renouvelable installées, y compris les importantes centrales hydroélectriques comme celles de Niagara Falls. La plus grande partie des sources renouvelables nécessaires à l'atteinte de la cible de 2010 est déjà engagée, toutefois, la cible de 2025 nécessitera environ 6 500 MW de puissance de production de sources renouvelables non encore engagée, y compris plus de 2 900 MW d'énergie hydroélectrique et plus de 3 000 MW d'énergie éolienne. Afin de respecter cette cible, l'OÉO prévoit que toutes les ressources hydroélectriques faisables soient considérées, après quoi l'approvisionnement aux termes du POS et les plus importants sites d'énergie éolienne devront fournir le reste. Le PIRÉ prévoit des investissements d'environ 60 milliards de dollars en Ontario au cours de la période de 20 ans, y compris 6 milliards de dollars pour l'approvisionnement en énergie éolienne et 8,4 milliards de dollars pour l'approvisionnement en hydroélectricité.

Industrie de la production d'énergie renouvelable aux États-Unis

Cadre réglementaire

La *Federal Energy Regulatory Commission* (« FERC »), organisme indépendant du *Department of Energy* des États-Unis réglemente le transport interétatique de l'électricité et la vente d'électricité au niveau du marché du gros. La loi intitulée *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978* (« PURPA ») a instauré une importante concurrence dans l'industrie de l'énergie du gros aux États-Unis, en créant une nouvelle catégorie de propriétaires et exploitants de centrales autres que de services publics. Par conséquent, depuis 1978, de nombreux États ont restructuré leur système de réglementation de l'électricité afin de favoriser la concurrence et de permettre aux clients de faire affaire directement avec les producteurs d'énergie de gros. Au même moment, de nombreux États ont exigé que leurs services publics d'électricité réglementés et à intégration verticale vendent une partie ou la totalité de leurs entreprises de production. Tout en exigeant le libre accès aux services de transport et en encourageant de plus en plus de producteurs d'énergie autres que de services publics, les autorités fédérales ont favorisé la formation d'exploitants de services de transport régionaux pour permettre aux producteurs autres que de services publics d'avoir un plus grand accès aux services de transport. En août 2005, le gouvernement fédéral a adopté la loi intitulée *Energy Policy Act of 2005* (« EPACT 2005 »), qui abroge la loi intitulée *Public Utility*

Holding Company Act, remplace sa réglementation rigoureuse par des exigences d'information et confère à la FERC de nouveaux pouvoirs pour limiter le marché de gros de l'énergie au besoin. L'EPACT 2005 a également élargi l'étendue des opérations liées aux centrales qui n'ont pas besoin de l'approbation préalable de la FERC pour inclure les opérations de 10 millions de dollars ou moins. En outre, l'EPACT 2005 a prolongé la disponibilité des crédits d'impôt fédéraux à diverses technologies d'énergie renouvelable, notamment des génératrices alimentées à l'énergie éolienne, solaire, géothermique, hydroélectrique à petite échelle, au gaz d'enfouissement et à la biomasse.

Le *North American Electric Reliability Council* des États-Unis (le « NERC ») a indiqué que la demande d'électricité augmente plus rapidement que les nouvelles ressources de production. Par conséquent, de l'avis du NERC, les marges de puissance disponible en Nouvelle-Angleterre, dans la région des Rocheuses et au Texas pourraient tomber en-dessous des niveaux cibles minimums au cours de la période allant de 2008 à 2009. Afin de répondre à sa demande de nouvelles sources de production tout en faisant face à des questions de sécurité énergétique et de réduction d'émissions, les États-Unis se sont tournés vers l'énergie renouvelable comme solution éventuelle.

L'énergie éolienne continue d'être une forme privilégiée de production d'énergie renouvelable aux États-Unis. En 2006, selon le Selon le *Department of Energy* des États-Unis, les États-Unis ont installé une plus grande capacité d'énergie éolienne que tout autre pays dans le monde, soit 2 454 MW de 15 016 MW qui ont été installés dans le monde entier. En outre, de 2000 à 2006, la puissance de production d'énergie éolienne aux États-Unis a cru en moyenne de 24 % par année.

Inversement, d'après l'*Energy Information Administration*, la production d'hydroélectricité devrait connaître un taux de croissance très modéré aux États-Unis, avec un taux de croissance annuel composé prévu de 0,6 % de 2004 à 2030. Une telle croissance modeste est prévue en raison des enjeux environnementaux et d'octrois de permis liés aux nouveaux projets hydroélectriques.

Finalement, il est prévu que les producteurs d'énergie autres que de services publics fourniront la plus grande partie de la nouvelle production d'énergie renouvelable aux États-Unis. Selon la *Federal Energy Regulatory Commission*, environ 74 % de toute la nouvelle puissance de production d'énergie aux États-Unis, y compris la production d'énergie renouvelable, ont été fournis par des producteurs d'énergie indépendants de 1996 à 2004. Par conséquent, la part du marché de production de l'électricité des services publics est passée d'un sommet de 97 % en 1979 à environ 63 % en 2004. Les producteurs d'énergie indépendants fournissent actuellement plus de 30 % de l'approvisionnement en énergie aux États-Unis et devraient jouer un rôle de plus en plus important dans les années à venir.

Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable aux États-Unis

Le crédit d'impôt à la production est une mesure incitative fédérale qui était auparavant offerte uniquement aux contribuables qui mettaient une centrale éolienne en service avant 2008, mais qui a récemment été offerte aux contribuables qui mettront une centrale éolienne en service avant 2009. Le crédit d'impôt à la production offre de manière générale un crédit d'impôt de deux cents par KWh pour l'électricité produite à l'aide d'éoliennes pendant dix ans après qu'une centrale a initialement été mise en service. Le Congrès peut également évaluer une prolongation à plus long terme dans la législation à venir. Cette planification plus stable soulage l'industrie de l'énergie éolienne aux États-Unis des cycles précédant l'expiration et de prolongation et lui offre l'occasion de prévoir et d'augmenter ses investissements.

Appui des États à l'énergie renouvelable aux États-Unis

Vingt-quatre États américains et le District de Columbia représentant collectivement la plupart des ventes d'électricité et des clients aux États-Unis ont adopté des NOER qui établissent un pourcentage ou un montant d'électricité devant être produit à partir de sources renouvelables. Selon le *Department of Energy* des États-Unis, les États chefs de file actuels en matière de NOER sont les suivants : Illinois (25 % d'ici 2025), Minnesota (25 % d'ici 2025), Oregon (25 % d'ici 2025), New York (24 % d'ici 2013), Connecticut (23 % d'ici 2020), New Jersey (22,5 % d'ici 2021), Californie (20 % d'ici 2010), Colorado (20 % d'ici 2020), Delaware (20 % d'ici 2019), Hawaii (20 % d'ici 2020), Nouveau-Mexique (20 % d'ici 2020) et Nevada (20 % d'ici 2015).

L'*American Wind Energy Association* (« AWEA »), le *Department of Energy* des États-Unis et d'autres intervenants clés évaluent actuellement la possibilité de fournir 20 % de l'électricité du pays à l'aide de l'énergie éolienne, une déclaration du Président Bush a été faite à ce sujet. L'AWEA croit que produire 20 % de l'électricité du pays à partir de l'énergie éolienne est faisable et économique.

Survol de la production hydroélectrique au fil de l'eau

Les installations de production hydroélectrique au fil de l'eau sont uniques puisque, à la différence des installations hydroélectriques classiques qui nécessitent une digue et l'inondation d'une grande partie des terrains, les projets au fil de l'eau ne nécessitent pas la construction d'un barrage. Une partie de l'eau est plutôt déviée d'une rivière à un tuyau appelé une conduite forcée qui transporte l'eau vers une installation de production. La force naturelle de la gravité crée l'énergie cinétique nécessaire pour faire tourner les turbines qui, à leur tour, produisent de l'électricité qui est acheminée au moyen d'une ligne de transport au réseau provincial de distribution. L'eau quitte l'installation de production et est retournée à la rivière sans modifier le débit existant ni les niveaux d'eau. Puisque les projets au fil de l'eau n'ont pas la capacité d'entreposer de l'eau, ils ne peuvent pas produire de l'électricité sur demande. Les projets au fil de l'eau sont souvent situés sur des cours d'eau qui comportent des chutes qui agissent comme des barrières naturelles pour les poissons, minimisant ainsi de manière importante les incidences négatives sur l'habitat des poissons et de la faune. Les caractéristiques environnementales des installations hydroélectriques au fil de l'eau comprennent :

- aucune émission de gaz à effet de serre;
- aucune pollution ni aucun déchet ne sont créés;
- faible empreinte écologique;
- faible impact visuel; et
- faible, s'il en est, incidence sur les poissons, la végétation ou l'habitat de la faune.

Le schéma suivant présente une centrale hydroélectrique au fil de l'eau typique.

Avantages de la production d'énergie hydroélectrique

Fiabilité

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

Faibles coûts d'exploitation

Hormis les droits de prise d'eau et les droits de licence versés aux autorités gouvernementales, les centrales hydroélectriques n'ont pas de coûts de combustible et réduisent donc la volatilité de leurs structures de coûts comparativement aux centrales à combustible fossile. De plus, la plupart des centrales hydroélectriques peuvent être exploitées à distance à partir d'un centre de contrôle. Compte tenu de ces facteurs, les frais d'exploitation des centrales hydroélectriques sont comparativement faibles et prévisibles par rapport à d'autres types de technologies de production d'électricité.

Production écologique

La production d'hydroélectricité ne produit pratiquement pas d'émissions de gaz à effet de serre ni d'émissions qui créent des pluies acides, deux types d'émissions qui ont d'importants effets nuisibles sur l'environnement. Plutôt que de produire d'importantes quantités de déchets résiduels au cours du processus de production d'énergie, le processus de production d'hydroélectricité ne fait que rejeter l'eau à la rivière.

Faible impact sur l'environnement

Les petites centrales hydroélectriques, qui sont généralement définies au Canada comme étant des centrales de moins de 50 MW, sont habituellement des centrales au fil de l'eau qui n'ont pas besoin d'une grande capacité de réservoir. Cela réduit les effets potentiellement nuisibles des inondations en amont et d'autres incidences environnementales susceptibles de modifier le débit de l'eau dans une zone donnée.

Survol de la production d'énergie éolienne

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

L'énergie est produite à partir de la puissance du vent sur les pales de l'hélice d'une éolienne, qui active alors une génératrice. Les éoliennes sont équipées d'un système de contrôle qui optimise la production électrique et la maintient pendant les conditions météorologiques défavorables. Le schéma suivant illustre une éolienne typique.

Avantages de l'énergie éolienne

Faibles coûts d'exploitation

Les projets éoliens n'ont pas de coûts de combustible et utilisent un système de contrôle à distance qui permet l'exploitation et la supervision hors site. En outre, les améliorations apportées à la technologie des éoliennes ont augmenté l'efficience et la fiabilité des projets éoliens. Par conséquent, les frais d'exploitation d'un projet éolien sont peu élevés comparativement à bon nombre d'autres méthodes classiques de production d'énergie.

Souplesse de construction

Les centrales éoliennes sont relativement simples à construire par rapport aux centrales électriques plus classiques. Une centrale éolienne typique peut être construite en beaucoup moins de temps que d'autres centrales électriques comme les centrales hydroélectriques, au gaz naturel, nucléaire ou au charbon, qui, pour les centrales plus importantes, peuvent prendre plusieurs années à réaliser. Par conséquent, les centrales éoliennes sont moins assujetties aux risques liés aux retards et aux dépassements des coûts de construction.

Fiabilité

Les éoliennes modernes sont très fiables. La disponibilité, qui constitue une mesure de la fiabilité d'un système de production d'électricité, est calculée en tant que pourcentage du temps pendant lequel un système de production d'énergie peut fonctionner comparativement au temps total disponible. La différence entre les deux est en grande partie attribuable à l'entretien annuel prévu. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, la disponibilité des éoliennes modernes est habituellement d'environ 98 %.

Caractère écologique

Les centrales éoliennes ne produisent pas d'émissions de gaz à effet de serre ni de pluie acide, deux types d'émission qui ont d'importants effets nuisibles sur l'environnement. La production d'énergie éolienne n'occasionne pas de pollution thermique, chimique, radioactive, aquatique et atmosphérique liée à la production d'énergie à combustible fossile et nucléaire.

Utilisation restreinte des terrains

Les projets éoliens n'utilisent qu'un petit pourcentage du terrain qu'ils occupent pour les chemins d'accès et les fondations. Le reste du site d'un projet est disponible pour d'autres usages, comme l'agriculture, ainsi que les activités industrielles et récréatives.

Facteurs influant sur les résultats de production d'énergie éolienne

Les projets d'énergie renouvelable, comme les centrales éoliennes et hydroélectriques au fil de l'eau, sont tributaires de ressources qui sont variables de part leur nature même. Par conséquent, le niveau de production varie également de jour en jour. Cependant, des levés historiques à long terme pour l'hydroélectricité et des mesures propres à chaque site pour l'hydroélectricité et l'énergie éolienne permettent d'établir une moyenne mensuelle ou annuelle estimative de l'hydrologie ou de la vitesse des vents permettant de prévoir la production d'énergie grâce à l'analyse statistique. La production annuelle prévue d'une turbine est calculée comme suit :

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

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

Puisque l'exploitation d'une turbine dépend de la vitesse des vents et du débit d'eau, une turbine ne fonctionne pas toutes les heures de l'année. Le « facteurs de puissance » mesure la productivité d'une source électrogène. Il est défini comme le pourcentage d'électricité qu'une source d'électricité devrait produire comparativement à la production maximale théorique au cours d'une période donnée. Par exemple, un site producteur d'énergie d'une production maximale théorique de 100 MWh par année qui ne produit réellement en moyenne que 30 MWh par année a un facteur de puissance de 30 %. De nombreux facteurs empêchent une turbine fonctionnant à l'énergie éolienne ou hydroélectrique de fonctionner à sa capacité maximale théorique. Le principal facteur est la vitesse moyenne des vents et le débit d'eau.

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

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

SURVOL DE L'ENTREPRISE

Survol

La société est un promoteur et exploitant indépendant de centrales d'énergie renouvelable. La société est l'une des sociétés les plus actives au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et concentre ses activités sur les projets hydroélectriques et éoliens qui bénéficient de faibles frais d'exploitation et coûts de gestion ainsi que d'une technologie simple et éprouvée. L'équipe de direction de la société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé ou remis à neuf, au moyen de diverses entités, 11 centrales hydroélectriques et deux centrales éoliennes, représentant une puissance installée totale de 347,9 MW, et les a mises en service commercial. La société est propriétaire d'une centrale de 8 MW actuellement en service et, avec ses partenaires, de neuf projets d'une puissance de production d'énergie totale de 565 MW pour lesquels des CAÉ ont été obtenus. Ces projets sont en construction ou seront en construction au cours des cinq prochaines années et devraient être mis en service commercial entre 2008 et 2012.

Afin de financer l'aménagement de ses projets, l'équipe de direction de la société s'est associée avec un certain nombre d'institutions financières et d'investisseurs privés. Afin d'avoir accès à du capital additionnel, l'équipe de direction de la société a également créé Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »), qui a réalisé son premier appel public à l'épargne en juillet 2003, pour acquérir des centrales hydroélectriques aménagées ou remises à neuf par l'équipe de direction de la société. En même temps que la clôture du placement et aux termes des dispositions des centrales, le Fonds fera indirectement l'acquisition, auprès de la société, des participations dans deux centrales éoliennes aménagées conjointement par l'équipe de direction de la société et TransCanada, de sorte que le nombre total de centrales détenues par le Fonds s'établira à 12. Ces 12 centrales, ainsi que la centrale Glen Miller qui sera détenue en propriété par la société à la clôture du placement, représenteront un total de 347,9 MW de puissance installée. Ces centrales sont toutes exploitées aux termes de CAÉ à prix fixe et à long terme avec des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité. À la clôture du placement, la société détiendra 16,1 % des parts du Fonds en circulation. Voir les rubriques « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement » et « Investissement dans le Fonds et propriété de certaines centrales du Fonds ».

La société gère le Fonds et supervise l'exploitation de ses centrales depuis le premier appel public à l'épargne du Fonds en 2003, et continuera à fournir ces services aux termes des conventions de gestion. Voir la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds — Gestion des centrales du Fonds ».

Portefeuille d'actifs

Le portefeuille de la société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie : i) des centrales qui ont été mises en service commercial (les « centrales actives »); ii) des projets avec des CAÉ garantis et qui sont en construction ou qui

ont des dates prévues de mise en service commerciale (les « projets d'aménagement avec CAÉ »); et iii) des projets qui ont obtenu certains droits d'utilisation des terrains, 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 éventuels »). Le portefeuille de projets de la société se compose de participations dans 13 centrales actives, neuf projets d'aménagement avec CAÉ et 21 projets éventuels.

Les participations de la société dans les 13 centrales actives se composent d'une participation intégrale dans la centrale Glen Miller et de participations dans les 12 autres centrales actives détenues au moyen de sa participation directe de 16,1 % dans le Fonds. La société prévoit continuer à détenir et à exploiter les projets d'aménagement avec CAÉ et les projets éventuels au fur et à mesure qu'ils deviennent opérationnels.

La société collabore souvent avec un partenaire stratégique lorsqu'elle présente des projets dans le cadre d'une demande de propositions. Dans un tel cas, la société et le partenaire stratégique partageront de manière générale la propriété de ces projets. Les partenaires actuels sont TransCanada (propriétaire de 62 % des projets de Cartier), la bande indienne de Kanaka Bar (propriétaire de 50 % du projet Kwoiek Creek) et les Ojibways de Pic River (propriétaires de 51 % du projet Umbata Falls). La puissance prévue de la société mesurée en fonction de la pondération de la propriété représente 293 MW des 565 MW de puissance de projets d'aménagement avec CAÉ et 1 510,5 MW des 1 637,8 MW de puissance de ses projets éventuels.

Le tableau ci-après donne un résumé des centrales actives, des projets d'aménagement avec CAÉ et des projets éventuels dans lesquels la société détient des participations.

Centrales actives

Province	Type	Centrale	Puissance (MW)	Participation(1)	Coûts de construction directs(2) (En M $)	Acheteur d'électricité	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Durée restante du CAÉ (Années)
Propriété directe								
Ontario	Hydroélectricité	Glen Miller	8,0	100,00 %	22,5	Office de l'électricité de l'Ontario	41 500	19
Participations indirectes								
Québec	Hydroélectricité	St-Paulin	8,0	12,49 %	12,4	Hydro-Québec	41 082	7
Québec	Hydroélectricité	Portneuf — 1	8,0	12,49 %	54,7	Hydro-Québec	40 822	14
Québec	Hydroélectricité	Portneuf — 2	9,9	12,49 %	—	Hydro-Québec	68 496	14
Québec	Hydroélectricité	Portneuf — 3	8,0	12,49 %	—	Hydro-Québec	42 379	14
Québec	Hydroélectricité	Chaudière	24,0	12,49 %	47,6	Hydro-Québec	116 651	12
Québec	Hydroélectricité	Montmagny	2,1	16,10 %	3,9	Hydro-Québec	8 000	14
Québec	Hydroélectricité	Windsor	5,5	16,10 %	13,0	Hydro-Québec	31 000	9
Québec	Énergie éolienne	Baie-des-Sables	109,5	6,12 %	185,5	Hydro-Québec	298 317	19
Québec	Énergie éolienne	Anse-à-Valleau	100,5	6,12 %	185,3	Hydro-Québec	298 000	20
Ontario	Hydroélectricité	Batawa	5,0	16,10 %	14,9	Office de l'électricité de l'Ontario	32 938	22
C.-B	Hydroélectricité	Rutherford Creek	49,9	16,10 %	72,3	BC Hydro	180 000	17
Idaho	Hydroélectricité	Horseshoe Bend	9,5	16,10 %	9,3	Idaho Power	46 800	23
Total			**347,9**		**621,3**		**1 245 985**	

Projets d'aménagement avec CAÉ

Province	Type	Centrale	Puissance prévue (MW)	Participation	Coûts de construction directs (En M $)	Acheteur d'électricité	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Date prévue du commencement des activités	Durée du CAÉ(4) (Années)
Ontario	Hydroélectricité	Umbata Falls	23,0	49 %	59,	Office de l'électricité de l'Ontario	109 102	2008	20
Québec	Énergie éolienne	Carleton	109,5	38 %	181,	Hydro-Québec	340 523	2008	20
C.-B	Hydroélectricité	Ashlu Creek	49,9	100 %	132,	BC Hydro	265 000	2009	30
Québec	Hydroélectricité	Matawin	15,0	100 %	24,	Hydro-Québec	62 529	2009	25
C.-B	Hydroélectricité	Kwoiek Creek	49,9	50 %	152,	BC Hydro	215 000	2010	40
C.-B	Hydroélectricité	Mkw'Alts	47,7	100 %	87,	BC Hydro	156 000	2010	20
Québec	Énergie éolienne	Montagne Sèche	58,5	38 %	103,	Hydro-Québec	182 743	2011	20
Québec	Énergie éolienne	Gros Morne, phase I	100,5	38 %	169,	Hydro-Québec	312 535	2011	21
Québec	Énergie éolienne	Gros Morne, phase II	111,0	38 %	178,	Hydro-Québec	345 188	2012	20
Total			**565,0**		**1 087,7 $**		**1 988 620**		

Projets éventuels

Province	Type	Centrale	Puissance prévue (MW)	Participation	Acheteur d'électricité prévu
Québec	Énergie éolienne	Roussillon	108	100 %	Hydro-Québec
Québec	Énergie éolienne	Kamouraska	124,5	100 %	Hydro-Québec
Québec	Énergie éolienne	Massif-du-Sud	90	100 %	Hydro-Québec
Québec	Énergie éolienne	Saint-Constant	70	100 %	Hydro-Québec
Québec	Énergie éolienne	Club des Hauteurs	195,5	100 %	Hydro-Québec
Québec	Énergie éolienne	Haute-Côte-Nord est	170	100 %	Hydro-Québec
Québec	Énergie éolienne	Haute-Côte-Nord ouest	168	100 %	Hydro-Québec
Québec	Énergie éolienne	Rivière-aux-Renards	25	50 %	Hydro-Québec
Québec	Énergie éolienne	Les Méchins	150	38 %	Hydro-Québec
C.-B	Énergie éolienne	Neuf projets	475	100 %	BC Hydro
C.-B	Hydroélectricité	Kaipit	9,9	100 %	BC Hydro
C.-B	Hydroélectricité	Kokish	9,9	100 %	BC Hydro
Québec	Hydroélectricité	Kipawa	42	48 %	Hydro-Québec
Total			**1 637,8**		

1) La société est propriétaire directe de la centrale Glen Miller. La société a une participation directe de 16,1 % dans le Fonds, qui détient des participations dans les 12 autres centrales actives.

2) Les coûts de construction directs des trois centrales Portneuf ont totalisé 54,7 millions de dollars.

3) Pour la plupart des centrales actives, les CAÉ sont renouvelables à l'expiration de leur durée initiale pendant une période additionnelle de 20 à 25 ans. Les CAÉ des centrales Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Rutherford Creek et Horseshoe Band ne sont pas renouvelables. Les CAÉ de la centrale Batawa est renouvelable à l'échéance, et à chaque anniversaire par la suite, pour des périodes successives d'un an.

4) Les CAÉ relatifs au projet d'aménagement avec CAÉ ne contiennent aucune disposition concernant leur renouvellement. Au moment de leur expiration, la direction explorera les possibilités de renouveller ces CAÉ. Le projet Matawin a été accordé à la société par le MRN aux termes d'une DP en 2002 et un CAÉ de 25 ans est en voie d'être finalisé avec Hydro-Québec. Voir la rubrique « Description des projets d'aménagement avec CAÉ — Projets hydroélectriques — Projet Matawin (participation intégrale) » ci-après. Les négociations sont en cours avec BC Hydro pour prolonger la durée du CAÉ de Mkw'Alts à 30 ans.

Dans l'hypothèse de l'achèvement des projets d'aménagement avec CAÉ, l'équipe de direction de la société aura aménagé et mis en service commercial ou remis à neuf, par l'entremise de différentes entités, 16 centrales hydroélectriques et six centrales éoliennes, représentant une puissance installée totale de 912,9 MW à un coût d'aménagement total d'environ 1,7 milliard de dollars.

Structure organisationnelle

Le diagramme suivant décrit les participations directes et indirectes de la société dans les centrales actives, les projets d'aménagement avec CAÉ et les projets éventuels.

[GRAPH]

(1) La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à la société en fonction de sa participation dans ces centrales et projets, la puissance restante étant attribuable à la propriété des partenaires stratégiques.

Capacité concurrentielle

Antécédents en matière d'aménagement de projets d'énergie renouvelable

L'équipe de direction de la société compte plus de 16 années d'expérience à titre de promoteur et d'exploitant de centrales hydroélectriques et éoliennes. L'équipe de direction de la société a mené au stade de l'exploitation commerciale ou a remis à neuf des projets d'énergie renouvelable d'environ 347,9 MW et aménage actuellement, seule ou avec ses partenaires, neuf nouvelles centrales représentant une puissance totale additionnelle de 565 MW. Grâce à la vaste expérience de l'équipe de direction de la société, celle-ci jouit d'une bonne réputation et d'une grande crédibilité au sein de l'industrie.

L'équipe de direction de la société est reconnue pour réaliser les projets à la date de mise en service commerciale indiquée dans ses CAÉ en raison de sa gestion attentive du processus de construction. Elle réussit également à obtenir les approbations réglementaires en temps opportun en raison de ses études de faisabilité exhaustives, ses évaluations des ressources énergétiques et de l'identification des sites producteurs d'énergie renouvelable les plus appropriés. En ce qui a trait aux projets pour lesquels l'équipe de direction de la société a présenté une offre dans le cadre de DP, cette dernière a également obtenu un taux de réussite élevé. Par exemple, en 2004, la société et TransCanada, son partenaire, ont obtenu les 740 MW pour lesquels ils avaient présenté une offre dans le cadre de la DP visant 1 000 MW d'énergie éolienne émise par Hydro-Québec. Voir la rubrique « Survol de l'entreprise — Description des projets d'aménagement avec CAÉ — Projets éoliens ».

L'équipe de direction de la société est reconnue pour ne pas engager de dépassements de coûts importants dans l'aménagement ou l'exploitation de ses projets énergétiques. Lorsqu'un CAÉ est conclu, la société donne en sous-traitance la construction des projets tout en conservant un rôle proactif de gestion et de supervision du processus. La société est d'avis que la combinaison des ressources internes et de l'impartition sélective et de sa vaste expérience dans l'aménagement de centrales d'énergie renouvelable se traduit par une amélioration de la rentabilité et des taux de succès élevés au stade de l'aménagement.

Le solide rendement financier du Fonds atteste de la capacité de la société de gérer ses actifs d'exploitation de manière efficace. L'équipe de direction de la société a contribué, au moyen de ses services de gestion, à faire progresser le BAIIA et le bénéfice net du Fonds de 18,7 millions de dollars et 9,1 millions de dollars, respectivement, pour les douze premiers mois d'exploitation terminés le 30 juin 2004, à 32,4 millions de dollars et 11,9 millions de dollars, respectivement, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Le BAIIA du Fonds devrait augmenter à 47 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2008, compte tenu de la réalisation de l'acquisition de la centrale Anse-à-Valleau et de la centrale Baie-des-Sables à la clôture du placement et selon les hypothèses décrites à la rubrique « Projets éoliens récemment achevés », soit un TCAC de 22,9 % depuis le premier appel public à l'épargne du Fonds. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

Combinaison intéressante de contrats à long terme avec des contreparties très solvables

La centrale Glen Miller et tous les projets d'aménagement avec CAÉ (à l'exception du projet Matawin) sont assujettis à des CAÉ à prix fixe avec des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité qui sont toutes des services publics appartenant à des provinces, notamment Hydro-Québec (Moody's : Aa2 stable, DBRS : AH stable, Fitch : AA-stable), OÉO (Moody's : Aa1 stable et DBRS : AA stable) et BC Hydro (Moody's : Aa1 stable, DBRS : AAH stable). Pour ce qui est du projet Matawin, un CAÉ avec Hydro-Québec est en voie d'être finalisé. Voir la rubrique « Survol de l'entreprise — Description des projets d'aménagement avec CAÉ — Projet Matawin ». La totalité des CAÉ conclus par la société comporte une durée d'au moins 20 ans. Les caractéristiques à long terme et à faibles coûts des actifs productifs de la société, combinées à des tarifs d'électricité attrayant aux termes des CAÉ, permettent à la société de générer des flux de trésorerie stables et constants.

Avantage lié aux coût durable à long terme

Étant donné que les actifs hydroélectriques et éoliens ne sont pas exposés aux hausses des prix des combustibles fossiles et ne reposent pas sur le maintien d'une combustion hautement efficace des combustibles fossiles, ils ont des dépenses d'exploitation sensiblement inférieures aux autres types de technologie productrice d'électricité et devraient maintenir leur avantage lié au coût d'exploitation à long terme.

Actifs de longue durée à fiabilité opérationnelle élevée

La vie utile initiale des actifs hydroélectriques dépassent 50 ans alors que la vie utile initiale des éoliennes dépasse 20 ans. La totalité des projets d'aménagement avec CAÉ devraient être construits au cours des cinq prochaines années et les centrales actives exercent leurs activités commerciales depuis six années, en moyenne pondérée. La société bénéficiera donc de centrales de pointe qui devraient avoir des durées de vie utiles comportant des frais de maintenance minimaux.

Les centrales gérées et supervisées par l'équipe de direction de la société ont, au cours des dix dernières années, conservé des taux de disponibilité moyens de plus de 96 %, donnant lieu à des flux de trésorerie stables.

Flux de trésorerie stables des centrales actives

À la clôture du placement, la société détiendra une participation directe de 16,1 % dans le Fonds. La société prévoit recevoir des distributions et des frais de gestion au rendement (aux termes de la convention de gestion) du Fonds, ainsi que des flux de trésorerie de la centrale Glen Miller d'un montant total d'environ 6,8 millions de dollars en 2008. La société s'attend à ce que les flux de trésorerie du Fonds et de Glen Miller LP seront récurrents puisque les projets dans lesquels ces entités détiennent des participation sont soutenus par des CAÉ à long terme conclus avec des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité et sont tirés d'un actif diversifié se composant d'actifs hydroélectriques et éoliens situés dans diverses régions géographiques. En outre, le Fonds a une note de SR-2 (stable) de Standard & Poor's. La société prévoit également une hausse de ses flux de trésorerie au fur et à mesure que les projets d'aménagement avec CAÉ et les projets éventuels sont mis en service commercial. Voir la rubrique « Investissement dans le Fonds ».

Relations stratégiques de longue durée

Réussir l'aménagement de centrales productrices d'énergie renouvelable nécessite un réseau de solides relations avec d'autres exploitants, des commanditaires financiers, des fournisseurs, des sous-contractants et des représentants gouvernementaux. La solide relation de la société avec ces intervenants de l'industrie et sa bonne réputation dans l'industrie lui permet d'avoir un accès privilégié à un groupe de participants spécialisés pour l'aménagement de nouveaux projets et l'obtention de contrats au moyen de DP. En outre, la capacité démontrée de la société de construire des projets en temps opportun et en respectant le budget est un atout lorsqu'elle fait affaire avec les institutions financières, les services publics provinciaux et les gouvernements. La société a récemment annoncé un projet de partenariat avec la Fédération québécoise des municipalités, créant une entité visant à aider les municipalités au Québec à aménager des projets éoliens et à présenter des offres relatives à des projets éoliens dans le cadre de la DP relative aux projets éoliens municipaux.

Relations positives avec les communautés

La société est d'avis qu'elle a des relations positives avec les communautés au sein desquelles elle a aménagé des projets d'énergie renouvelable, notamment divers projets avec les collectivités des Premières nations. Le projet Kwoiek Creek et le projet Umbata Falls sont des exemples de coentreprises réussies avec des collectivités des Premières nations. La société juge que les propriétaires fonciers et les collectivités constituent des partenaires à valeur ajoutée dans ses projets et, en retour, la société remet en général une tranche du bénéfice d'exploitation pour un projet donné à la collectivité locale.

Croissance, aménagement et stratégies de financement

Aménagement de projets existants

La société a actuellement des participations dans des projets d'aménagement avec CAÉ de 565 MW dont les dates prévues de mise en service commerciale varient de 2008 à 2012. La société a une quote-part de 293 MW dans cette puissance et la tranche restante de MW est attribuable à la propriété de partenaires stratégiques. La société prévoit continuer à être propriétaire exploitant de ces actifs lorsqu'ils auront atteint le stade de l'exploitation commerciale rentable.

Présélection des sites d'aménagement

La société recherche activement des occasions d'aménagement et des sites éventuels, et elle a des employés qui se consacrent à cette tâche. En raison de sa réputation et de sa présence dans l'industrie, des tiers parties offrent fréquemment des occasions d'aménagement à la société. Lorsqu'elle a accès à des sites de production d'énergie renouvelable éventuels et convenables, la société effectue, au moyen d'une combinaison de ressources internes et d'impartition sélective, des études de faisabilité et des évaluations de ressources énergétiques. Lorsqu'un site éventuel est choisi, la société demande les approbations réglementaires nécessaires. La société a actuellement répertorié des sites d'aménagement représentant une puissance supplémentaire éventuelle de 1 600 MW pouvant faire l'objet de construction, a obtenu certains droits quant à ces sites ou a demandé des permis d'investigation à l'égard du développement de ces sites. Voir la rubrique « Description des projets éventuels » ci-après.

Présentation d'offres dans le cadre de futures DP

La société a tout lieu de croire que des occasions de DP futures continueront de se présenter, particulièrement au Québec, en Colombie-Britannique, en Ontario et au Manitoba puisque ces provinces continuent d'augmenter leurs cibles de production d'énergie renouvelable.

La société a toujours présentée des offres dans le cadre de DP formulées par la province de Québec et la province de la Colombie-Britannique où elle connaît habituellement un niveau élevé de succès. La société a soumis des offres visant 322,5 MW dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec, dont les octrois devraient être annoncés en février 2008. La société prévoit également soumettre des offres dans le cadre de la DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec, annoncée récemment. En Colombie-Britannique, la société prévoit présenter une offre dans le cadre du projet Kaipit de 9,9 MW et du projet Kokish de 9,9 MW aux termes du programme d'offre standard de BC Hydro pour les projets d'énergies propres d'une puissance installée de moins de 10 MW. La société prévoit également participer à la DP de BC Hydro relative à l'énergie propre qui devrait être émise à l'automne 2008 et qui visera une cible d'environ 5 000 GWh, soit 1 250 MW (dans l'hypothèse d'un taux de puissance moyen de 45 % pour diverses sources d'énergie propre). Voir la rubrique « Description des projets éventuels — Projets éoliens — Projets éoliens éventuels de la Colombie-Britannique ». La société prévoit répondre plus activement aux DP en Ontario, où la société a mis en service commercial deux centrales et en aménage actuellement une troisième.

Projets d'aménagement énergétique aux États-Unis

La société concentre également ses activités à l'expansion de ses projets éoliens aux États-Unis. Les États-Unis constituent également le troisième producteur d'énergie éolienne en importance dans le monde, soit 15,6 % de la puissance mondiale avec 11 575 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 27 % en 2006. L'industrie éolienne aux États-Unis est actuellement soutenue par des crédits d'impôt à la production généralement disponibles pendant 10 ans après qu'une centrale a initialement été mise en service. En 2003, l'équipe de direction de la société a participé à l'acquisition et à la remise à neuf, par Innergex II, d'une centrale hydroélectrique de 9,5 MW dans l'État de l'Idaho. La participation d'Innergex II dans la centrale Horseshoe Bend a été vendue au Fonds en 2004. L'équipe de direction de la société est d'avis que les États-Unis constituent un marché très attrayant et continuera à évaluer les possibilités dans ce marché.

Acquisition et autres occasions de croissance

La société peut également connaître une expansion au moyen de l'acquisition d'actifs énergétiques appropriés qui ont déjà atteint le stade de l'exploitation commerciale. En tant que société cotée, la société sera en mesure d'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 éoliennes, 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 développaient pour la société. Des projets futurs peuvent être situés dans une région où des occasions rentables existent, même si 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 sur la vente d'électricité au moyen d'un CAÉ à long terme, elle peut également considérer entrer dans le marché de gros de l'électricité si elle repère des occasions rentables.

Stratégie de financement

Par le passé, la société et ses prédécesseurs ont financé l'aménagement de leurs projets jusqu'au stade de la construction au moyen des capitaux propres et des dettes consenties par les investisseurs institutionnels et certaines autres institutions financières. Lorsqu'elle signe un CAÉ et obtient les permis nécessaires pour un projet, la société finance habituellement 70 % à 85 % de ses coûts de construction au moyen de financements sans recours et de financements par emprunt à long terme.

À l'avenir, la société prévoit continuer à utiliser des financements de projet sans recours et des financements par emprunt à long terme pour financer la construction de ses projets. Par exemple, la société a conclu i) un prêt à terme sans recours de 5 ans de 17 millions de dollars avec une institution financière canadienne reconnue pour la construction de la centrale Glen Miller de 22,5 millions de dollars, ii) un prêt de construction à terme sans recours de 15 ans de 110 millions de dollars avec un syndicat d'institutions financières canadiennes pour la construction du projet Ashlu Creek de 132 millions de dollars et iii) un prêt de construction à terme sans recours de 5 ans de 51 millions de dollars avec une institution financière canadienne pour la construction du projet Umbata Falls de 59 millions de dollars. Au 30 juin 2007, des montants de 17 millions de dollars, de 14 millions de dollars et de 11,5 millions de dollars ont été respectivement prélevés aux termes de ces financements.

La société prévoit, à l'aide du produit net tiré du placement et conformément au réinvestissement concomitant, rembourser ou acheter, le cas échéant, pour un montant de 123 875 000 $, tous les montants dus aux investisseurs institutionnels qui ont été empruntés par la société par le passé pour financer son portefeuille actuel de projets. Au 30 juin 2007, cette dette s'établissait au total

à 117,9 millions de dollars et porte intérêt à un taux de 8 %. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Acquisition d'Innergex II ».

La société affectera, à titre de capitaux propres, une tranche de 30 millions de dollars du produit du placement pour financer sa quote-part des capitaux propres requis pour la construction de son portefeuille actuel de projets d'aménagement avec CAÉ. La société prévoit que sa quote-part des coûts de construction relativement à ces neuf projets totalisera 589,2 millions de dollars. La direction prévoit que cette tranche de 30 millions de dollars de capitaux propres sera suffisante pour réaliser la construction de ces projets lorsqu'elle sera combinée aux distributions devant être reçues du Fonds, aux flux de trésorerie générés par les centrales actives présentes et futures dans lesquelles la société a un intérêt économique ainsi qu'aux financements sans recours et à long terme additionnels.

La société a également obtenu une facilité de crédit de 20 millions de dollars auprès d'un syndicat d'institutions financières canadiennes pouvant être affectée aux fins générales de l'entreprise, y compris à l'émission de lettres de crédit relativement à l'aménagement, à la construction et à l'exploitation de centrales de production d'électricité. La société évalue actuellement demander l'augmentation des montants disponibles aux termes de cette facilité de crédit. Voir la rubrique « Description de la dette ».

La direction de la société prévoit que les projets éventuels seront financés à partir des sommes générées des activités, des financements de projets par emprunt sans recours additionnel et, au besoin, de mobilisation de capitaux.

Projets éoliens récemment achevés

La société, en qualité de gestionnaire d'Innergex II, et TransCanada ont récemment achevé l'aménagement des deux premiers projets de Cartier, soit la centrale Baie-des-Sables et la centrale Anse-à-Valleau. La centrale Baie-des-Sables et la centrale Anse-à-Valleau ont été achevées avec succès dans les délais de construction prévus et dans les limites du budget respectifs, et les participations d'Innergex II dans ces centrales seront vendues au Fonds en même temps que la clôture du placement. Le Fonds réglera finalement le prix d'achat payable à la société au moyen de l'émission d'environ 4,7 millions de parts du Fonds à la société et de la prise en charge d'environ 107,6 millions de dollars de dettes sans recours qui devraient être en cours au 31 décembre 2007. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

La centrale Baie-des-Sables

La centrale Baie-des-Sables est une centrale éolienne de 109,5 MW située à Baie-des-Sables et à Métis-sur-Mer, au Québec, qui a été aménagée conjointement par Innergex II et TransCanada. La construction de la centrale Baie-des-Sables a commencé en mars 2006 et a été terminée comme prévu en novembre 2006. Le total des coûts de construction de la centrale Baie-des-Sables s'est établi à 185,5 millions de dollars, conformément au budget. L'électricité produite par la centrale Baie-des-Sables est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ au prix courant de 75,46 $ le MWh et est indexé annuellement conformément aux dispositions de ce CAÉ. En fonction de sa propre analyse et après avoir consulté des experts en énergie éolienne, la société est d'avis que la centrale Baie-des-Sables générera 298 317 MWh en 2008, ce qui se traduira par 23,4 millions de dollars en produits bruts annuels pour la centrale Baie-des-Sables et une marge prévue du BAIIA et une marge du BAIIA de 19,9 millions de dollars et 85,2 %, respectivement pour 2008, compte tenu du prix d'achat indexé aux termes du CAÉ de Baie-des-Sables et de la prime aux termes de l'initiative écoÉNERGIE (compte non tenu de la tranche de 75 % due à Hydro-Québec aux termes de CAÉ). Puisque les vents ont été proportionnellement plus forts que prévus pour cette période, les niveaux de production à la centrale Baie-des-Sables pour 2007 ont dépassé à ce jour d'environ 13.8 % les prévisions de la direction. En même temps que la clôture du placement, les participations d'Innergex II dans la centrale Baie-des-Sables seront vendues au Fonds pour un prix d'achat de 81,8 millions de dollars payable au moyen de l'émission de parts du Fonds et de la prise en charge d'une dette sans recours de 53,1 millions de dollars qui devrait être en cours au 31 décembre 2007. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

La centrale Anse-à-Valleau

La centrale Anse-à-Valleau est une centrale éolienne de 100,5 MW située à Anse-à-Valleau, au Québec, qui a été aménagée conjointement par Innergex II et TransCanada. La construction de la centrale Anse-à-Valleau a commencé en octobre 2006 et a été terminée comme prévu en novembre 2007. Le total des coûts de construction de la centrale Anse-à-Valleau s'est établi à 185,3 millions de dollars, conformément au budget. L'électricité produite par la centrale Anse-à-Valleau sera vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ au prix courant de 75,45 $ le MWh et est indexé annuellement conformément aux dispositions

du CAÉ. En fonction de sa propre analyse et après avoir consulté des experts en énergie éolienne, la société est d'avis qu'en 2008, la centrale Anse-à-Valleau générera 298 000 MWh, ce qui se traduira par 24,1 millions de dollars en produits bruts annuels et une marge prévue du BAIIA et une marge du BAIIA de 20,8 millions de dollars et de 86,2 %, respectivement, compte tenu du prix d'achat indexé aux termes du CAÉ Anse-à-Valleau et de la prime aux termes de l'initiative écoÉNERGIE (compte non tenu de la tranche de 75 % due à Hydro-Québec aux termes de CAÉ). En même temps que la clôture du placement, les participations d'Innergex II dans la centrale Anse-à-Valleau seront vendues au Fonds pour un prix d'achat de 87,4 millions de dollars payable au moyen de l'émission de parts du Fonds et de la prise en charge d'une dette sans recours de 54,5 millions de dollars qui devrait être en cours au 31 décembre 2007. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

Environnement concurrentiel

La société fait principalement affaire dans le secteur de l'énergie au Canada et est touchée par l'offre et la demande d'électricité dans les provinces où elle fait affaire, la disponibilité des lignes de transport import/export et la conjoncture économique générale au Canada et aux États-Unis. Au sein de ce secteur, la société subit la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants. Certains concurrents ont des ressources, notamment financières, largement supérieures à celles de la société. La société dépend de la vente de son électricité aux services publics détenus par les provinces au moyen de CAÉ à long terme qui sont généralement obtenus par un processus de DP pouvant attirer des offres provenant de divers concurrents de la société. Rien ne garantit que la société sera choisie en tant que fournisseur d'électricité dans le cadre d'une DP à l'avenir. La société gère le risque que pose cet environnement concurrentiel grâce à son processus de planification stratégique annuel et continu. En outre, le portefeuille de projets géographiquement diversifié de la société, sa stratégie axée sur les projets renouvelables à faible incidence, ses antécédents et l'expérience de son équipe de direction limitent ce risque.

Personnel

La société compte environ 56 employés (y compris 11 employés du Fonds que la société supervise aux termes de conventions de gestion). Ce personnel comprend 15 employés affectés aux activités et à la maintenance, 13 employés à l'aménagement et à la construction et 25 employés aux finances et affaires juridiques. Les employés de la société possèdent les connaissances et compétences spécialisées nécessaires pour mener à bonne fin les activités de la société, et la société a la capacité de compléter son personnel interne grâce à l'utilisation efficiente de consultants externes, au besoin. En outre, la société utilise les services de diverses sociétés d'ingénierie indépendantes pour l'aider dans l'analyse de faisabilité de ses projets.

Description de la centrale active détenue en propriété exclusive

La centrale Glen Miller

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

L'équipement de production de la centrale Glen Miller se compose de deux groupes « Ecobulb » de 4 MW et de turbines à régulation simple de type Kaplan pour maximiser le débit d'environ 8 MW, d'un rendement énergétique moyen estimé de 41 500 MWh par année. La rivière Trent a un ruissellement moyen annuel de 148 mètres cubes par seconde et la centrale Glen Miller a un débit prévu de 142 mètres cubes par seconde. La centrale Glen Miller comprend un barrage qui a été remis en état et amélioré pendant la rénovation en élevant la crête, en augmentant la capacité de déversement au moyen de l'installation de quatre nouvelles vannes automatisées et en construisant une nouvelle digue pour empêcher l'inondation des propriétés adjacentes qui ont eu lieu à l'occasion par le passé.

Le coût de construction total approximatif de la centrale Glen Miller s'est établi à 22,5 millions de dollars et a été financé principalement au moyen d'un prêt de construction de 17 millions de dollars converti par la suite en un prêt à long terme consenti par une institution financière canadienne. Ce préfinancement est garanti par la totalité des actifs du projet Glen Miller ainsi que par le nantissement des participations dans Glen Miller LP et Glen Miller Power Inc., son commandité.

La centrale Glen Miller est située sur un site appartenant à Sonoco et loué à Glen Miller LP aux termes d'un bail à long terme de 30 ans qui expire en 2034 et comporte une option de prolongation de 15 ans. Le bail prévoyait un paiement initial de 2,5 millions de dollars, qui a été payé en 2004 et exige un loyer annuel de 85 000 $ (indexé annuellement selon l'IPC). Aucune concession de

puissance hydraulique n'est exigée pour ce site puisque Sonoco détient de façon continue le titre relatif au lit de la rivière depuis le 19e siècle et qu'à ce titre, elle a acquis le droit de produire de l'électricité sur ce site, aucun paiement n'étant dû aux autorités provinciales ou fédérales qui contrôleraient autrement les droits hydrauliques sur la rivière. Ces droits relatifs au lit de la rivière sont inclus dans le bail à long terme que Glen Miller LP a conclu avec Sonoco. Aux termes d'une convention d'empiètement enregistrée datée du 16 novembre 2004, la ville de Quinte West a accordé à Glen Miller LP la permission d'empiéter sur un chemin municipal afin de maintenir un mur de soutènement conformément au plan enregistré du site.

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

La centrale Glen Miller a un CAÉ avec l'OÉO à l'égard de la totalité de l'énergie produite par la centrale Glen Miller durant la période de 20 ans qui suit le 9 décembre 2005. Le CAÉ de Glen Miller est assujetti aux dispositions d'usage en matière de résiliation dans l'éventualité d'un manquement important. Le prix de l'électricité achetée au cours de la première année du CAÉ est d'un peu plus de 66 $ le MWh. Le 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'IPC depuis le 1er janvier de l'année précédente.

Description des projets d'aménagement avec CAÉ

Projets hydroélectriques

Projet Umbata Falls (propriété de 49 %) — en construction

Le projet Umbata Falls est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau actuellement en construction d'une puissance installée prévue de 23 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 109 102 MWh. La centrale est située sur la rivière White, affluent du lac Supérieur, à environ 30 kilomètres au sud-est de Marathon, en Ontario. La construction du projet Umbata Falls a commencé en juin 2006 et l'exploitation commerciale devrait commencer en juillet 2008. L'équipement de production se composera de deux turbines « Sam Kaplan » à axe horizontal de 11,8 MW et d'un débit combiné de 75 mètres cubes par seconde.

Umbata Falls LP est propriétaire du projet Umbata Falls. Le commandité d'Umbata Falls LP est Begetekong Power Coproration, dont 49 % est détenu en propriété indirecte par la société et la tranche restante de 51 % qui est détenue par les Ojibways de la Première nation de Pic River. Les commanditaires d'Umbata Falls LP sont les Ojibways de la Première nation de Pic River (participation de 51 %) et une filiale de la société (participation de 49 %). Aux termes d'une convention de gestion conclue entre la société, Begetekong Power Corporation et Umbata Falls LP en date du 31 décembre 2006, la société a convenu de fournir des services de gestion relativement au projet Umbata Falls, notamment des services administratifs, de construction, d'exploitation, de maintenance et d'autres services connexes.

Le coût estimatif du projet Umbata Falls est de 59 millions de dollars et il devrait être principalement financé au moyen i) d'un prêt à terme sans recours de 51 millions de dollars consenti par une institution financière canadienne reconnue et ii) des sommes tirées du produit du placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la société de temps à autre. Le prêt à terme sans recours est garanti par la totalité des actifs d'Umbata Falls LP ainsi que le nantissement par les Ojibways de la Première nation de Pic River et une filiale de la société, de leurs participations de commandités et participations en actions dans Umbata Falls LP et Begetekong Power Corporation (« Begetekong »).

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

Le projet Umbata Falls est situé sur des terres publiques à l'égard desquelles une concession de la Couronne datée du 5 juin 2007 a été accordée en faveur de Begetekong Power Corporation, le commandité d'Umbata Falls LP. La concession prévoit le paiement d'un loyer annuel nominal de 1 000 $ et expire le 31 décembre 2011 ou lors de la signature d'une concession de puissance hydraulique. La concession de puissance hydraulique devrait être conclue lors de l'achèvement de la construction du projet et devrait comporter

une durée initiale de 30 ans. Umbata Falls LP détient également un permis de production d'électricité se rapportant au projet Umbata Falls émis par la CÉO, qui est valide jusqu'au 8 septembre 2025.

Le projet Umbata Falls a un CAÉ avec l'OPA à l'égard de la totalité de l'énergie qui sera produite par la centrale durant la période de 20 ans après le commencement de l'exploitation commerciale du projet Umbata Falls. Le CAÉ du projet Umbata Falls est assujetti aux dispositions d'usage en matière de résiliation dans l'éventualité d'un manquement important. L'OPA a le droit de mettre fin au CAÉ si l'exploitation commerciale du projet Umbata Falls n'est pas commencée d'ici au 31 décembre 2009, sous réserve de certains événements de force majeure. Le prix de l'électricité générée par le projet Umbata Falls établi au moment de la signature du CAÉ du projet Umbata Falls était légèrement supérieur à 73 $ le MWh. Le 1er janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ du projet Umbata Falls, une tranche égale à 15 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC en vigueur au 1er janvier de l'année précédente.

La société prévoit que le projet Umbata Falls sera admissible à l'initiative écoÉNERGIE qui offre un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Voir la rubrique « Survol de l'industrie — Industrie de l'électricité au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

Projet Matawin (propriété intégrale)

Le projet Matawin est une centrale hydroélectrique proposée d'une puissance installée de 15 MW et de rendement énergétique annuel estimé de 62 529 MWh. La centrale est située sur la rivière Matawin, affluent de la rivière Saint-Maurice, au Québec. La construction du projet Matawin devrait commencer au printemps 2008 et l'exploitation commerciale devrait commencer en décembre 2009. La centrale contiendra une seule turbine « Kaplan Frontospiral » verticale d'un débit de 90 mètres cubes par seconde et d'une chute brute maximum de 21 mètres.

Le projet Matawin utilisera un barrage existant exploité par Hydro-Québec. Le barrage construit en 1931 a créé le réservoir Taureau initialement utilisé dans le cadre d'activités reliées au bois d'œuvre et du stockage de l'eau par Hydro-Québec. Hydro-Québec continuera d'être l'unique gestionnaire de l'eau du réservoir Taureau après la construction du projet Matawin.

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

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

Le projet Matawin de la société a été choisi aux termes d'une DP émise conjointement par Hydro-Québec et le MRN en 2002. La société finalise actuellement avec Hydro-Québec la forme standard du CAÉ aux termes de cette DP en vue d'un CAÉ d'une durée prévue de 25 ans. Même si le projet Matawin a été accordé en 2002, la société n'a terminé que dernièrement les discussions avec Hydro-Québec à l'égard du projet Matawin compte tenu de la rentabilité accrue découlant de l'initiative écoÉNERGIE. Aux termes de la DP régissant le projet Matawin, la société prévoit, qu'après la réalisation du projet Matawin, elle pourra obtenir auprès du MRN la concession de puissance hydraulique et les droits fonciers nécessaires à l'exploitation du projet Matawin pour une durée équivalente à la durée du CAÉ du projet Matawin.

Le prix de l'électricité générée par le projet Matawin au cours de sa première année d'exploitation s'est établi à 39,40 $ le MWh au moment où la société a soumis l'offre et est indexé de 0,6 % après la date du commencement de l'exploitation commerciale. Compte tenu du prix courant du marché pour l'électricité qui continue à augmenter, il s'agit d'un prix favorable pour Hydro-Québec. Par conséquent, la société croit qu'elle sera en mesure de finaliser un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard du projet Matawin et, pour cette raison, considère ce projet comme l'un de ses projets d'aménagement avec CAÉ même si le CAÉ à l'égard du projet Matawin n'a pas encore été conclu. La centrale sera transférée à Hydro-Québec 25 ans après le début de l'exploitation commerciale.

La société prévoit que le projet Matawin sera admissible à l'initiative écoÉNERGIE qui offre un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Voir la rubrique « Survol de l'industrie — Industrie de l'électricité au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

Projet Ashlu Creek (participation intégrale) — en construction

Le projet Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau actuellement en construction d'une puissance installée de 49,9 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 265 000 MWh. La centrale est située sur la crique 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 commencé en août 2006 et l'exploitation commerciale devrait commencer en février 2009. L'équipement de production du projet Ashlu Creek devrait se composer de trois turbines « Francis » de 16,6 MW. La ligne de transport de 230 kV mesure environ trois kilomètres de longueur et est reliée à une ligne existante de BCTC.

Ashlu Creek LP est propriétaire du projet Ashlu Creek. Ashlu Creek LP a deux commanditaires, soit i) 675729 British Columbia Ltd., dont une tranche de 50 % est détenue par une filiale de la société et la tranche restante de 50 % par Ledcor Investments Inc. et ii) 888645 Alberta Ltd., qui est détenue par Ledcor Development Inc. Aux termes d'une option d'achat datée du 30 août 2006, une filiale de la société a une option, qui peut être levée en tout temps pendant la période d'option de 20 ans à compter de la date de l'option, permettant d'acheter les actions de 675729 British Columbia Ltd. détenues par Ledcor Investments Inc. pour un prix nominal. La même filiale a également une option pouvant être levée avant le 2 novembre 2007 permettant d'acheter, auprès de Ledcor Developements Ltd., la totalité des actions de 888645 Alberta Ltd. pour un prix nominal. La société a indiqué à Ledcor Developments Ltd. qu'elle exerçait cette dernière option et les parties préparent actuellement les documents nécessaires pour réaliser cette opération.

Le coût estimatif du projet Ashlu Creek est de 132 millions de dollars et il sera principalement financé au moyen i) d'une facilité de construction sans recours d'un capital maximum de 110 millions de dollars consentie par un syndicat d'institutions financières canadiennes reconnues, qui devrait être convertie en une dette à long terme pour ce montant, et i) des sommes tirées du produit du placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la société de temps à autre. Les facilités de crédit sont garanties par la totalité des actifs du projet Ashlu Creek et le nantissement des participations dans Ashlu Creek LP et ses commandités.

Le projet Ashlu Creek est autorisé à détourner et à utiliser de l'eau jusqu'à concurrence de 29 mètres cubes par seconde conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré en vertu de la loi intitulée *Water Act* (Colombie-Britannique) le 10 juillet 2006. Le permis d'utilisation de l'eau a été délivré pour une durée de 40 ans et expire le 9 juillet 2046. Le projet Ashlu Creek est situé sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes de la loi intitulée *Land Act* (Colombie-Britannique). Le permis est en vigueur depuis le 1er janvier 2005 et comporte une durée de cinq ans, expirant le 1er janvier 2010. La société est d'avis que ce permis d'occupation, ou un bail le remplaçant, sera renouvelé tant que le permis d'utilisation de l'eau susmentionné demeure en vigueur.

La Première nation Squamish est autorisée à recevoir des redevances en fonction des revenus du projet Ashlu Creek à compter de la date de commencement de l'exploitation commerciale. La Première nation Squamish est également autorisée à une tranche additionnelle du produit brut supérieur à un seuil annuel du produit brut indiqué dans la convention. Aux termes de la convention, les actifs du projet Ashlu Creek doivent être transférés à la Première nation Squamish pour un prix nominal après 40 ans d'exploitation commerciale.

Le projet Ashlu Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 30 ans après le commencement de l'exploitation commerciale de la centrale et est assujetti aux dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'une violation importante du contrat. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si l'exploitation commerciale du projet Ashlu Creek n'est pas commencée d'ici au 28 février 2010, sous réserve de toute prolongation pour force majeure prévue dans le CAÉ. Le prix de base de l'électricité achetée du projet Ashlu Creek est de 56,36 $ par MWh, ce prix devant être rajusté d'un pourcentage égal à 50 % de l'augmentation ou la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents à compter du 1er janvier 2005 et à chaque 1er janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du projet Ashlu Creek.

La société prévoit que le projet Ashlu Creek sera admissible à l'initiative écoÉNERGIE qui offre un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Voir la rubrique « Survol de l'industrie — Industrie de l'électricité au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

Projet Kwoiek Creek (propriété de 50 %)

Le projet Kwoiek Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau proposée d'une puissance installée de 49,9 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 215 000 MWh. La centrale est située à la confluence de la crique Kwoiek et de la rivière Fraser, environ 14 kilomètres au sud de Lytton, en Colombie-Britannique. La construction du projet Kwoiek Creek devrait commencer en août 2008 et l'exploitation commerciale devrait commencer en novembre 2010. L'équipement de production, qui sera alimenté par

une conduite forcée de 7,2 km, devrait se composer de deux turbines à axe vertical à six réacteurs « Pelton », chacune d'un débit prévu maximum de 7,9 mètres cubes par seconde, d'une charge hydraulique de 506 mètres et d'une puissance nominale de 24,95 MW. Le projet Kwoiek Creek comprendra une ligne de transport de 138 kV sur 85 kilomètres allant de la sous-station jusqu'à la sous-station Highland Valley à l'extrémité nord du lac Manit.

Le projet Kwoiek Creek est détenu en propriété par Kwoiek Creek LP, dont le seul commandité est Kwoiek Creek GP Inc. Kwoiek Creek Resources Inc. (société détenue en propriété exclusive et contrôlée par la Bande indienne de Kanaka Bar) et une filiale de la société détenant chacune 50 % des parts de société en commandite et 50 % des participations de Kwoiek Creek Resources GP Inc.

Le coût estimatif du projet Kwoiek Creek est de 152,1 millions de dollars, et il devrait être principalement financé au moyen i) d'un financement de projet sans recours prévu de 128 millions de dollars qui pourrait être converti en un financement à long terme, et ii) des sommes tirées du produit du placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la société de temps à autre.

Kwoiek Creek LP a demandé un permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de la crique Kwoiek. La demande initiale a été présentée en février 1990. La centrale du projet Kwoiek Creek sera située sur la réserve de la Bande indienne de Kanaka Bar connue sous le nom de réserve indienne de Whyeek numéro 4. La Bande indienne de Kanaka Bar a demandé au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien l'octroi d'un bail relatif à ses terrains à Kwoiek Creek Resources Inc. et d'un sous-bail de Kwoiek Creek Resources Inc. à Kwoiek Creek LP. La société prévoit que le bail et le sous-bail seront accordés et renouvelés tant que le permis d'utilisation de l'eau à l'égard du projet Kwoiek Creek demeure en vigueur.

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

Le projet Kwoiek Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 40 ans après la date de mise en service commerciale de la centrale et est assujetti aux dispositions usuelles dans le cas d'une violation importante du contrat. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si l'exploitation commerciale du projet Kwoiek Creek, tel qu'il est décrit dans le CAÉ, n'est pas commencée d'ici au 5 mai 2011, sous réserve de toute prolongation pour force majeure prévue dans le CAÉ. Le prix réel de l'électricité livrée aux termes du CAÉ du projet Kwoiek Creek est de 81,68 $ par MWh, 30 % de ce prix devant être rajusté selon l'augmentation ou la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents à compter du 1er janvier 2006 et chaque 1er janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du projet Kwoiek Creek.

Projet Mkw'Alts (participation intégrale)

Le projet Mkw'Alts est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau proposée d'une puissance installée de 47,7 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 156 000 MWh. La centrale est située sur la crique Ure, un affluent du lac Lillooet, environ 11 km au sud du village de Mount Currie, en Colombie-Britannique. La construction du projet Mkw'Alts devrait commencer au courant de l'automne 2008 et l'exploitation commerciale devrait commencer en octobre 2010. L'équipement de production devrait se composer de deux turbines « Pelton » de 23,85 MW alimentées par une conduite forcée de 5,5 km.

Le projet comprendra une ligne de transport de 69 kV sur 26 kilomètres qui sera construite à partir de la sous-station de la centrale jusqu'au projet Rutherford Creek.

Le coût estimatif du projet Mkw'Alts est de 87,3 millions de dollars, et il devrait être principalement financé au moyen i) d'un financement de projet sans recours prévu de 70 millions de dollars qui devrait être converti en un financement à long terme, et ii) des sommes tirées du produit du placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la société de temps à autre.

Le projet Mkw'Alts est autorisé à détourner et à utiliser de l'eau jusqu'à concurrence de 15,5 mètres cubes par seconde de la crique Ure conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré aux termes de la loi intitulée *Water Act* (Colombie-Britannique) le 31 août 2005. Le permis d'utilisation de l'eau expirera le 31 août 2045 mais il peut être renouvelé sur demande adressée au directeur régional des eaux tant que le projet Mkw'Alts continue d'utiliser l'eau comme il y est autorisé aux termes du permis, de payer le loyer annuel et de se conformer aux conditions du permis d'utilisation de l'eau et de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Water Act*. Le projet Mkw'Alts est situé sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Land Act.* Le permis d'occupation est entré en vigueur le 1er novembre 2004 et a expiré le 1er

novembre 2007. La province de la Colombie-Britannique a délivré un nouveau permis d'occupation visant à remplacer le permis d'occupation expiré, d'une durée de un an commençant le 1er novembre 2007 et expirant le 1er novembre 2008. Il est prévu que le permis sera encore renouvelé au début de la période de construction et que le droit d'utiliser les terres de la Couronne sera maintenu aussi longtemps que le permis d'utilisation de l'eau décrit plus haut demeurera en vigueur.

Même si le projet Mkw'Alts est entièrement situé sur des terres publiques, conformément à la politique de la société en matière de maintien de solides liens avec les collectivités locales, la société prévoit négocier avec la Bande indienne de Mount Currie le paiement d'une redevance tirée du produit brut du projet Mkw'Alts pour garantir l'appui et l'engagement de la Bande indienne de Mount Currie envers le développement du projet Mkw'Alts.

Le projet Mkw'Alts a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 20 ans après le commencement de l'exploitation commerciale et est assujetti aux dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'une violation importante du contrat. Puisque la limite du 30 septembre 2007 pour le commencement de l'exploitation commerciale du projet Mkw'Alts aux termes du CAÉ est dépassée, la société tentera de retarder la date limite du commencement de l'exploitation commerciale à décembre 2010. La société cherchera également à prolonger la durée du CAÉ à 30 ans dans le cadre de ces négocations. La société a réussi à renégocier des durées semblables avec BC Hydro relativement au projet Ashlu Creek et est d'avis que BC Hydro acceptera ces modifications puisque le prix auquel l'électricité est vendue aux termes du CAÉ du projet Mkw'Alts est, compte tenu du prix courant du marché de l'électricité qui continue à augmenter, favorable pour BC Hydro. Le prix de base de l'électricité livrée aux termes du CAÉ du projet Mkw'Alts est de 50,78 $ par MWh, plus un rajustement de 6,48 $ pour tenir compte d'une mise à niveau du système, pour un tarif total de 57,26 $ par MWh, ce prix devant être rajusté d'un pourcentage équivalant à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents à compter du 1er janvier 2004 et chaque 1er janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du projet Mkw'Alts.

La société prévoit que le projet Mkw'Alts sera admissible à l'initiative écoÉNERGIE qui offre un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Voir la rubrique « Survol de l'industrie — Industrie de l'électricité au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

Projets éoliens

Projets de Cartier

La société et TransCanada sont respectivement propriétaires, en qualité de copropriétaires indivis, de 38 % et de 62 % des projets de production d'énergie éolienne suivants : i) le projet Carleton de 109,5 MW; ii) le projet Montagne-Sèche de 58,5 MW; iii) le projet Gros-Morne, phase I de 100,5 MW; iv) le projet Gros-Morne, phase II de 111 MW; v) le projet Les Méchins de 150 MW; vi) la centrale Anse-à-Valleau de 100,5 MW et vii) la centrale Baie-des-Sables de 109,5 MW (collectivement, les « projets de Cartier »). En même temps que la clôture du placement, Innergex II transférera au Fonds sa participation dans la centrale Anse-à-Valleau et dans la centrale Baie-des-Sables. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

La société et TransCanada détiennent chacune, à titre de copropriétaire indivis, leurs participations respectives dans les projets de Cartier par l'entremise de sociétés en commandite à but unique (chacun, un « propriétaire de Cartier »). Pour chaque projet de Cartier, le propriétaire de Cartier respectif a nommé, aux termes d'une convention de gestion, un exploitant qui est également détenu par la société et TransCanada, pour la gestion de la construction, de l'exploitation et de la maintenance du projet.

Propriétaires de Cartier et convention des propriétaires

Chacun des propriétaires de Cartier a conclu une convention de propriétaire pour son projet de Cartier respectif, chacune de ces conventions est datée du 25 février 2005 et est modifiée et mise à jour au 1er septembre 2005, pour régir leurs droits d'obligation respectifs à titre de propriétaires d'une tranche indivise de l'actif de chacun des projets de Cartier (chacune, une « convention de propriétaires »). Les conventions de propriétaires sont sensiblement semblables à tous égards importants. Aux termes de chaque convention de propriétaires, chaque propriétaire de Cartier est responsable du paiement de sa dette et de l'exécution de ses obligations dans la mesure de sa participation dans un projet de Cartier. Chaque propriétaire de Cartier a convenu de limiter ses activités à l'aménagement, à la conception, à la construction, à la propriété, à l'exploitation et à la maintenance de centrales électriques, y compris leur projet de Cartier respectif, et toutes les autres activités connexes.

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

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

Convention de séparation

Les propriétaires de Cartier ont également conclu une convention de séparation datée du 25 février 2005 (la « convention de séparation »), qui énonce la procédure à suivre si l'un des propriétaires de Cartier demande la séparation des projets de Cartier entre leurs propriétaires respectifs. Après que les deux projets de Cartier auront été achevés, la convention de séparation permettra à tout propriétaire de Cartier, dans un délai de 60 jours après la date d'achèvement du deuxième projet de Cartier, de demander la séparation de tous les projets de Cartier. Toutefois, aux termes d'une entente devant intervenir entre le Fonds et la société en même temps que la clôture du placement, le Fonds s'engagera à ne pas demander la séparation des projets de Cartier sans le consentement préalable écrit de la société. Au moment d'une demande de séparation, les deux projets de Cartier achevés seraient attribués en fonction de leur juste valeur respective, la centrale ayant la plus haute valeur étant attribuée à TransCanada et l'autre centrale étant attribuée à la société ou au Fonds, selon le cas. Les projets de Cartier restants seraient attribués entre les propriétaires de Cartier en fonction du nombre total de MW des projets et des dates d'achèvement prévus, de sorte qu'après le processus de séparation, chaque projet de Cartier individuel deviendra la propriété indirecte et intégrale de la société ou du Fonds, selon le cas, ou de TransCanada. Dans de telles circonstances, étant donné que la centrale Anse-à-Valleau et la centrale Baie-des-Sables seront vraisemblablement les deux premiers projets de Cartier à être achevés, ces centrales seraient les deux premières centrales à être attribuées aux termes de cette demande, la centrale ayant la plus haute valeur marchande devant être attribuée à TransCanada et l'autre, au Fonds.

Le propriétaire de Cartier qui choisit de demander la séparation des projets de Cartier doit donner un avis écrit de 30 jours à tous les autres propriétaires de Cartier. Si les propriétaires de Cartier ne s'entendent pas sur la juste valeur marchande de tous les projets de Cartier dans un délai précis, l'évaluation de la juste valeur marchande de chacun des projets de Cartier à l'égard desquels ils ne se sont pas entendus sera déterminée par trois évaluateurs indépendants. Dans un délai de 21 jours après la dernière des éventualités suivantes, soit la détermination par les propriétaires de Cartier de la juste valeur marchande de tous les projets de Cartier ou la détermination par les évaluateurs indépendants de la juste valeur d'un projet de Cartier, les propriétaires de Cartier s'attribueront tous les projets de Cartier entre eux conformément aux principes suivants : les deux premiers projets de Cartier à être achevés seront attribués de la manière décrite ci-dessus et le total des MW des projets restants sera attribué de façon à tenir compte le plus possible du droit de propriété indivis de la société et de TransCanada dans les projets de Cartier et les dates d'achèvement prévues demeureront aussi semblables que possible. Si les propriétaires de Cartier ne s'entendent pas sur l'attribution des projets de Cartier restants, les propriétaires de Cartier prépareront chacun leur proposition respective pour la répartition des projets de Cartier et les rajustements correspondant aux écarts de la juste valeur marchande et les présenteront à un arbitre, et l'arbitre choisira la proposition la plus raisonnable.

Après l'attribution des projets de Cartier entre les propriétaires de Cartier, le propriétaire de Cartier d'un projet de Cartier donné qui lui a été attribué devra remettre à l'autre propriétaire de Cartier de ce projet de Cartier la différence entre la juste valeur marchande de son droit de propriété indivis antérieur dans ce projet de Cartier et la juste valeur marchande de ce projet de Cartier.

Projet Carleton (propriété de 38 %) — en construction

Le projet Carleton est une centrale d'énergie éolienne en construction dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans le territoire non organisé de la municipalité régionale de comté de Bonaventure, au Québec. La centrale a une puissance installée prévue de 109,5 MW et un rendement énergétique annuel estimé de 340 523 MWh. La construction du projet Carleton a commencé en octobre 2007 et l'exploitation commerciale devrait commencer en décembre 2008. L'équipement de production se composera de 73 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Les turbines à empennage à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde.

Chaque éolienne comprendra un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. Les éoliennes comportent une garantie de deux ans et la société a choisi d'acheter une période de garantie prolongée de trois ans. Pendant cette période, GE a garanti que la disponibilité annuelle moyenne totale des turbines sera d'au moins 96 %. Le projet Carleton sera relié au système de transport au moyen d'une sous-station de 34,5 kV branchée sur une ligne de transport de 230 kV sur 10 km qui sera construite par Hydro-Québec.

Le coût estimatif du projet Carleton est de 181,2 millions de dollars. La tranche de 38 % de la société du coût d'aménagement et de construction du projet Carleton devrait être financée par i) un financement du projet sans recours qui pourra être convertible en un financement à long terme et ii) les sommes reçues du produit du placement et les flux de trésorerie générés par les activités de la société de temps à autre.

L'approbation réglementaire en matière d'environnement à l'égard du projet Carleton a récemment été obtenue et les approbations réglementaires pour la construction et l'exploitation du projet Carleton sont en voie d'être obtenues. Le site du projet Carleton est entièrement situé sur des terres publiques d'une superficie totale d'environ 4 445 hectares. Les propriétaires de Cartier du projet Carleton ont obtenu l'accès aux terres publiques au moyen d'une lettre d'intention aux termes du *Programme d'implantation d'éoliennes* du MRN. Aux termes de la lettre d'intention intervenue avec le MRN, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRN si les conditions lui convenant sont respectées et les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation alors applicable.

La société détient une participation de 50 % dans Cartier énergie éolienne (CAR) Inc., qui est le gestionnaire du projet Carleton. Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a conclu une convention avec la ville de Carleton-sur-Mer et la municipalité régionale de comté de Bonaventure à l'égard de la mise en valeur de l'industrie éolienne, des contributions volontaires et du démantèlement des éoliennes à la fin de leur vie utile. Conformément à ces conventions, Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a convenu d'enlever les éoliennes deux ans après la cessation définitive des activités du projet Carleton. Afin de garantir cette obligation, Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a convenu de fournir à la ville de Carleton-sur-Mer et à la municipalité régionale de comté de Bonaventure, une lettre de crédit de soutien irrévocable ou une autre forme de garantie à compter de la onzième année d'exploitation du projet Carleton d'un montant de 5 000 $ par année par éolienne. Aux termes de ces conventions, Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a pris divers engagements, notamment : i) la création d'un comité de suivi pour le projet Carleton et ii) l'embauche d'employés, d'entrepreneurs et de fournisseurs locaux, pourvu qu'ils aient les mêmes compétences et sous réserve de conditions concurrentielles d'embauche. Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a également convenu de donner i) une contribution forfaitaire et ii) une contribution volontaire annuelle de 1 000 $ par MW installé à la ville de Carleton-sur-Mer et à la municipalité régionale de comté de Bonaventure pour les turbines installées sur leurs territoires respectifs. Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a de plus convenu d'aider certains organismes sans but lucratif situés dans la ville de Carleton-sur-Mer et sur le territoire de la municipalité régionale de comté de Bonaventure en créant un « Fonds de visibilité » auquel elle contribuerait un montant de 30 377 $ par année, qui sera indexé conformément aux clauses d'indexation du CAÉ du projet Carleton.

Le projet Carleton a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 20 ans après le commencement de l'exploitation commerciale du projet Carleton et est assujetti aux dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'une violation importante du contrat. Les propriétaires de Cartier du projet Carleton sont assujettis aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le projet Carleton n'est pas en exploitation commerciale d'ici le 1er décembre 2008, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue dans le CAÉ. Aux termes du CAÉ du projet Carleton, les propriétaires de Cartier ont convenu de livrer et de vendre 344 840 MWh par année. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ du projet Carleton, qui est basé jusqu'à une certaine quantité sur le prix au 1er janvier 2004, soit 73,32 $ par MWh, et est rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés.

La société prévoit que le projet Carleton sera admissible à l'initiative écoÉNERGIE qui offre un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les dix premières années d'exploitation (voir la rubrique « Survol de l'industrie — Industrie de l'électricité au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada »). Aux termes du CAÉ du projet Carleton, Hydro-Québec est autorisée à recevoir 75 % des paiements incitatifs totaux que les propriétaires de Cartier du projet Carleton reçoivent aux termes de l'initiative écoÉNERGIE sur les énergies renouvelables ou de tout programme semblable.

Projets Gros Morne (propriété de 38 %)

Le projet Gros Morne, phase I et le projet Gros Morne, phase II (collectivement, les « projets Gros Morne ») sont deux phases d'aménagement d'une centrale d'énergie éolienne proposée située dans la municipalité de Mont-Louis et la municipalité de

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

Les coûts estimatifs des projets Gros Morne sont de 348,5 millions de dollars. La tranche de 38 % de la société du coût d'aménagement et de construction des projets Gros Morne devrait être financée par i) un financement des projets sans recours qui pourra être convertible en un financement à long terme et ii) les soldes de trésorerie, y compris les sommes reçues du produit du placement et les flux de trésorerie générés par les activités de la société de temps à autre.

Les propriétaires de Cartier des projets Gros Morne entreprennent actuellement d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires pour la construction et l'exploitation des projets Gros Morne. Tout retard peut avoir une incidence sur le commencement de l'exploitation commerciale et les coûts en capital du projet. La superficie totale du site des projets Gros Morne est d'environ 6 707 hectares, dont 90 % sont situés sur des terres publiques. Les propriétaires de Cartier des projets Gros Morne s'affairent actuellement à obtenir les droits d'accès à l'égard des terres privées qui se trouvent dans les projets Gros Morne. Même si la société ne prévoit pas avoir de difficultés à obtenir ces droits d'accès, tout délai peut avoir une incidence sur la date finale de la mise en service commerciale et sur les coûts en capital du projet. En ce qui a trait aux terres publiques, le MRN a émis une lettre d'intention en faveur des propriétaires de Cartier du projet Gros-Morne conformément au *Programme d'implantation d'éoliennes* du Québec. Conformément à la lettre d'intention intervenue avec le MRN, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRN si les conditions lui convenant sont respectées et les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation alors applicable.

Les projets Gros Morne ont le même CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 21 ans après le commencement de l'exploitation commerciale du projet Gros Morne, phase I et est assujetti aux dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'une violation importante du contrat. Les propriétaires de Cartier des projets Gros Morne sont assujettis aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le projet Gros Morne, phase I n'est pas en exploitation commerciale d'ici le 1er décembre 2011 et si le projet Gros Morne, phase II n'est pas en exploitation commerciale d'ici le 1er décembre 2012, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue dans le CAÉ. Aux termes du CAÉ des projets Gros Morne, les propriétaires de Cartier des projets Gros Morne ont convenu de livrer et de vendre un minimum de 683 071 MWh par année après la date de l'exploitation commerciale du projet Gros Morne, phase II. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec aux termes du CAÉ des projets Gros-Morne a été établi à 65,58 $ par MWh au 1er janvier 2004 et est rajusté conformément à l'IPC et à certains autres facteurs prévus dans ce CAÉ et est rajusté davantage pour le projet Gros-Morne, phase II.

La société prévoit présenter une demande aux termes de tout programme semblable à l'initiative écoÉNERGIE, si disponible pour les projets Gros Morne. Aux termes du CAÉ des projets Gros Morne, Hydro-Québec serait toutefois autorisée à recevoir 75 % des paiements incitatifs totaux, le cas échéant, que les propriétaires de Cartier des projets Gros Morne reçoivent aux termes de l'initiative écoÉNERGIE ou de tout programme semblable.

Projet Montagne-Sèche (participation de 38 %)

Le projet Montagne-Sèche est une centrale d'énergie éolienne proposée située dans la municipalité du canton de Cloridorme, au Québec. La centrale a une puissance installée prévue de 58,5 MW et un rendement énergétique annuel estimatif de 182 743 MWh. La construction du projet Montagne-Sèche devrait commencer en avril 2011 et l'exploitation commerciale devrait commencer en décembre 2011. Le projet Montagne-Sèche devrait se composer de 39 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Les éoliennes à empennage à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendra un rotor

à trois pales de 77 mètres de diamètre. Les éoliennes comportent une garantie de deux ans et la société peut acheter une garantie prolongée de trois ans. Dans le cadre de la prestation des services d'exploitation et de maintenance, GE a garanti que la disponibilité annuelle moyenne totale des turbines sera d'au moins 96 %. Le projet Montagne-Sèche sera relié au système de transport au moyen d'une sous-station de 34,5 kV branchée sur une ligne de transport d'environ 161 kV qui sera construite par Hydro-Québec.

Le coût estimatif du projet Montagne-Sèche est de 103 millions de dollars. La tranche de 38 % de la société du coût d'aménagement et de construction du projet Montagne-Sèche devrait être financée par i) un financement du projet sans recours qui pourra être convertible en un financement à long terme et ii) les sommes reçues du produit du placement et les flux de trésorerie générés par les activités de la société de temps à autre.

Les propriétaires de Cartier prévoient commencer à obtenir les approbations réglementaires nécessaires pour la construction et l'exploitation du projet Montagne-Sèche d'ici juin 2009. Tout délai peut avoir une incidence sur la date finale du commencement de l'exploitation commerciale et les coûts en capital du projet. La superficie totale du site du projet Montagne-Sèche est d'environ 1 747 hectares, dont 100 % sont situés sur des terres publiques. Le MRN a émis une lettre d'intention en faveur des propriétaires de Cartier du projet Montagne-Sèche conformément au *Programme d'implantation d'éoliennes* du Québec. Conformément à la lettre d'intention intervenue avec le MRN, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRN si les conditions lui convenant sont respectées et les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation alors applicable.

Le projet Montagne-Sèche a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 20 ans après le commencement de l'exploitation commerciale du projet Montagne-Sèche et est assujetti aux dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'une violation importante du contrat. Les propriétaires de Cartier du projet Montagne-Sèche sont assujettis aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le projet Montagne-Sèche n'est pas en exploitation commerciale d'ici le 1er décembre 2011, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue dans le CAÉ. Aux termes du CAÉ du projet Montagne-Sèche, les propriétaires de Cartier ont convenu de livrer et de vendre un minimum de 191 711 MWh par année. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ du projet Montagne-Sèche, qui est basé sur le prix au 1er janvier 2004, soit un montant de 68,80 $ par MWh, et est rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés.

La société prévoit présenter une demande aux termes de tout programme semblable à l'initiative écoÉNERGIE, si disponible pour le projet Montagne-Sèche. Aux termes du CAÉ du projet Montagne-Sèche, Hydro-Québec serait toutefois autorisée à recevoir 75 % des paiements incitatifs totaux, le cas échéant, que les propriétaires de Cartier du projet Montagne-Sèche reçoivent aux termes de l'initiative écoÉNERGIE ou de tout programme semblable.

Produits prévus de la centrale Glen Miller et des projets d'aménagement avec CAÉ

Le tableau ci-dessous indique le chiffre d'affaires initial au moment de la signature des CAÉ aux quels la société est partie. À compter de la signature de ces CAÉ, les prix auxquels l'électricité est vendue sont indexés conformément aux diverses formules prévues dans ces CAÉ. Il n'est pas tenu compte de cette indexation dans le tableau ci-après sous-estimant ainsi les prix auxquels l'électricité devrait être vendue au début des activités :

Chiffres d'affaires au moment de la conclusion des CAÉ, compte non tenu de l'indexation et des rajustements(3))

ince	Type	Centrale	Puissance (MW)	Date prévue du commencement des activités	Durée restante du CAÉ (Années)	Production moyenne à long terme estimative (MWh/année)	Prix/MW/h à la signature du CAÉ(1)	Revenu implicite annuel non ajusté par année(2)3)	Revenu écoÉNERGIE (Millions $)	Participation	Revenu implicite annuel non ajust proportionn (Millions
tario	Hydroélectricité	Glen Miller	8,0	2006	19	41 500	un peu plus de 66,00$	2,7	s.o.	100,0 %	2,
tario	Hydroélectrique	Umbata Falls	23,0	2008	20	109,102	un peu plus de 73,00$	8,0	1,1	49 %	4,
ébec	Énergie éolienne	Carleton	109,5	2008	20	340 523	73,32$	25,0	3,4	38 %	9,
B.	Hydroélectricité	Ashlu Creek	49,9	2009	20	265 000	56,36$	14,9	2,7	100 %	17,
ébec	Hydroélectricité	Matawin	15,0	2009	25	62 529	39,40$	2,5	0,6	100 %	3,
B.	Hydroélectricité	Kwoiek Creek	49,9	2010	40	215 000	81,68$	17,6	s.o.	50 %	8,
B.	Hydroélectricité	Mkw'Alts	47,7	2010	20	156 000	57,26$	8,9	1,6	100 %	10,
ébec	Énergie éolienne	Montagne-Sèche	58,5	2011	20	182 743	68,80$	12,6	s.o.	38 %	4,
ébec	Énergie éolienne	Gros Morne, phase I	100,5	2011	21	312 535	65,58$	20,5	s.o.	38 %	7,
ébec	Énergie éolienne	Gros Morne, phase II	111,0	2012	20	345 188	65,58$	22,6	s.o.	38 %	8,

1) Le prix/MWh à la signature du CAÉ est assujetti à l'indexation et aux rajustements à divers taux entre la date de signature et le commencement de l'exploitation ainsi que tout au long de la durée du CAÉ. Le prix de 81,68 $ pour Kwoiek Creek est le prix réel aux termes du CAÉ. Le prix par MWh du projet

Matawin est le prix d'offre de la société au moment où elle a présenté son offre à l'égard du projet. Le prix de 57,26 $ pour Mkw's Alts se compose du prix de base de 50,78 $, majoré d'un rajustement de 6,48 $ pour tenir compte d'une mise à niveau du système.

2) Le revenu de la centrale Glen Miller est fondé sur les résultats réels pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

3) Revenu implicite en fonction du prix par MWh auquel l'électricité serait vendue au cours de l'année suivant la signature de chaque CAÉ, compte non tenu de toute indexation ou de tout rajustement.

Description des projets éventuels

Tous les projets éventuels décrits ci-après sont à un stade préliminaire de développement. Certains des projets éventuels ont fait l'objet d'offre aux termes de la DP de 2 000 MW du Québec, certains visent des futures DP précises et d'autres seront disponibles pour des futures DP qui ne sont pas encore annoncées. On ne peut être certain que les projets éventuels seront réalisés.

Projets éoliens éventuels

DP de 2 000 MW du Québec

Le 31 octobre 2005, Hydro-Québec a émis la DP de 2 000 MW du Québec. Le 18 septembre 2007, la société a soumis trois offres dans le cadre de cette DP pour des projets représentant une puissance installée potentielle totale de 322,5 MW et un rendement énergétique annuel potentiel de 975 200 MWh. Hydro-Québec devrait annoncer les offres gagnantes en février 2008 et les CAÉ seront signés aux alentours de mai 2008.

Les trois projets pour lesquels la société a présenté des offres dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec sont le projet Roussillon, le projet Kamouraska et le projet Massif-du-Sud.

Projet Roussillon (propriété intégrale)

Le projet Roussillon est un projet éolien éventuel situé dans les municipalités de Saint-Philippe, de La Prairie et de Saint-Jacques-le-Mineur d'une puissance installée prévue de 108 MW et d'un rendement énergétique moyen à long terme prévu de 312 500 MWh par année.

Le projet Roussillon devrait se composer de 72 éoliennes à empennage d'une puissance de 1,5 MW chacune à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres qui produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendrait un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre.

Conformément à l'offre soumise par la société, la première date proposée du commencement de l'exploitation commerciale du projet Roussillon est le 1er décembre 2010.

La superficie totale du projet Roussillon est d'environ 1 456 hectares, tous étant situés sur des terres privées. Des conventions d'option visant l'acquisition des droits d'utilisation et des droits d'accès aux terres nécessaires ont été conclues avec les propriétaires terriens privés relativement à plus de 82 % des terres privées afin de construire des routes et/ou d'ériger des éoliennes et des installations électriques sur leurs terres. La société croit qu'elle sera en mesure d'obtenir les droits relatifs aux terres restantes nécessaires à la mise en œuvre du projet Roussillon.

La société a inscrit le projet Roussillon à la nouvelle initiative écoÉNERGIE qui offre un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les 10 premières années d'exploitation. Le type de CAÉ aux termes de la DP de 2 000 MW du Québec prévoit qu'Hydro-Québec serait autorisée à recevoir 75 % de ce paiement incitatif à l'égard du projet Roussillon.

Projet Kamouraska (participation intégrale)

Le projet Kamouraska est un projet éolien éventuel situé dans le territoire non organisé de Picard, au Québec. Le projet a une puissance installée prévue de 124,5 MW et une production moyenne à long terme prévue de 363 000 MWh par année.

Conformément à l'offre soumise par la société, la première date proposée du commencement de l'exploitation commerciale du projet Kamouraska est le 1er décembre 2011.

Le projet Kamouraska devrait se composer de 83 éoliennes à empennage d'une puissance de 1,5 MW à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres qui produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendra un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. La superficie totale du projet Kamouraska est d'environ 9 790 hectares, tous étant situés sur des terres publiques pour lesquelles une lettre d'intention à l'égard de l'utilisation de ces terres a été obtenue auprès du MRN.

La société a réalisé les travaux saisonniers sur le terrain nécessaires pour les études relatives aux oiseaux et aux chauves-souris dans le cadre du projet Kamouraska afin qu'une étude d'impact environnemental complète soit remise au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs en 2008.

La société a inscrit le projet Kamouraska à la nouvelle initiative écoÉNERGIE qui offre un paiement incitatif de 10 $ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Le type proposé de CAÉ aux termes de la DP de 2 000 MW du Québec prévoit qu'Hydro-Québec serait autorisée à recevoir 75 % de ce paiement incitatif à l'égard du projet Kamouraska.

Un concurrent a présenté une offre pour un projet éolien situé sur une partie de la superficie couverte par le projet Kamouraska dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec. Si Hydro-Québec accorde le projet à ce concurrent, la société ne pourra plus développer le projet Kamouraska.

Projet Massif-du-Sud (participation intégrale)

Le projet Massif-du-Sud est un projet éolien éventuel situé dans les municipalités de Saint-Luc-de-Bellechasse, de Saint-Magloire, de Notre-Dame-Auxiliatrice-de-Buckland et de Saint-Philémon. Le projet a une puissance installée prévue de 90 MW et une production moyenne à long terme prévue de 299 700 MWh par année.

Conformément à l'offre soumise par la société, la première date proposée du commencement de l'exploitation commerciale du projet Massif-du-Sud est le 1er décembre 2012.

Le projet Massif-du-Sud devrait se composer de 60 éoliennes à empennage d'une puissance de 1,5 MW chacune à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres qui produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendrait un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre.

La superficie totale du projet Massif-du-Sud est d'environ 4 199 hectares, dont environ 87 % sont situés sur des terres publiques pour lesquelles une lettre d'intention à l'égard de l'utilisation de ces terres a été obtenue auprès du MRN. Des conventions d'option visant l'acquisition des droits d'utilisation et des droits d'accès aux terres nécessaires ont été conclues avec des propriétaires fonciers privés pour environ 60 % des terres privées afin de construire des routes et/ou d'ériger des éoliennes et des installations électriques sur leurs terres. Même si la société croit qu'elle sera en mesure d'obtenir les droits relatifs aux terres privées restantes, le montant total des terres publiques et privées actuellement obtenu est adéquat à l'heure actuelle pour permettre la mise en œuvre du projet Massif-du-Sud.

Deux concurrents ont présenté des offres pour des projets éoliens situés sur une partie des terres couvertes par le projet Massif-du-Sud dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec. Si Hydro-Québec accorde le projet à l'un des concurrents, la société ne pourra plus développer le projet Massif-du-Sud.

Autres projets éoliens éventuels au Québec

Projet Saint-Constant (participation intégrale)

Le projet Saint-Constant est un projet éolien éventuel situé dans la municipalité de Saint-Constant et de Saint-Mathieu. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 70 MW et une production moyenne à long terme prévue d'environ 220 000 MWh par année. Le projet Saint-Constant se composera d'un maximum de 35 éoliennes d'une puissance de 1,5 à 2 MW chacune.

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

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

La société prévoit poursuivre le projet Saint-Constant au moyen de la DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec ou d'une DP future relative aux projets éoliens pouvant être émise par Hydro-Québec.

Projet Club des Hauteurs (participation intégrale)

Le projet Club des Hauteurs est un projet éolien éventuel situé dans la municipalité de l'Anse-Saint-Jean. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 195,5 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 600 000 MWh par année. Le projet Club des Hauteurs se composerait d'au maximum de 85 éoliennes de catégorie 1 d'une puissance de 2 à 2,3 MW.

La superficie totale du projet Club des Hauteurs est d'environ 5 249 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. La société a reçu une lettre d'intention à l'égard de l'utilisation de ces terres du MRN.

La société prévoit poursuivre le projet Club des Hauteurs au moyen d'une future DP relative à l'énergie éolienne émise par Hydro-Québec.

Projet Haute-Côte-Nord est (propriété intégrale)

Le projet Haute-Côte-Nord est est un projet éolien éventuel situé dans le territoire non organisé de Lac-au-Brochet dans la municipalité régionale de comté de Haute-Côte-Nord. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 170 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 530 000 MWh par année. Le projet Haute-Côte-Nord se composerait de 85 éoliennes d'une puissance de 1,5 à 2 MW chacune.

La superficie totale du projet Haute-Côte-Nord est est d'environ 4 164 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une lettre d'intention initiale à l'égard de l'utilisation de ces terres a été obtenue du MRN.

La société prévoit poursuivre le projet Haute-Côte-Nord est au moyen d'une future DP relative à l'énergie éolienne émise par Hydro-Québec.

Deux concurrents ont présenté une offre pour des projets éoliens situés sur une partie des terres couvertes par le projet Haute-Côte-Nord est dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec. Si Hydro-Québec accorde le projet à l'un de ces concurrents, la société ne pourra plus développer le projet Haute-Côte-Nord est.

Projet Haute-Côte-Nord ouest (propriété intégrale)

Le projet Haute-Côte-Nord ouest est un projet éolien éventuel situé dans les territoires non organisés de Lac-au-Brochet et du Mont Valin, qui font respectivement partie des municipalités régionales de comté de Haute-Côte-Nord et de Fjord-du-Saguenay. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 168 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 540 000 MW par année. Le projet Haute-Côte-Nord ouest se composerait de 84 éoliennes d'une puissance de 1,5 à 2 MW.

La superficie totale du projet Haute-Côte-Nord ouest est d'environ 5 312 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une lettre d'intention initiale à l'égard de l'utilisation de ces terres a été obtenue du MRN.

La société prévoit poursuivre le projet Haute-Côte-Nord ouest au moyen d'une future DP relative à l'énergie éolienne émise par Hydro-Québec.

Deux concurrents ont présenté une offre pour des projets éoliens situés sur une partie des terres couvertes par le projet Haute-Côte-Nord ouest dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec. Si Hydro-Québec accorde le projet à l'un de ces concurrents, la société ne pourra plus développer le projet Haute-Côte-Nord ouest.

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

Le projet Rivière-au-Renard est un projet éolien éventuel situé dans le territoire de la ville de Gaspé. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 25 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 74 000 MWh par année. Le projet Rivière-au-Renard se composerait de 12 à 16 éoliennes, d'une puissance de 1,5 à 2,0 MW chacune.

Le projet Rivière-au-Renard est principalement situé sur des terres publiques. La société a conclu une convention avec un titulaire de droits d'accès sur des terres privées pour obtenir l'accès au projet. En vue de présenter une offre dans le cadre de la DP prévue d'Hydro-Québec réservée aux municipalités des Premières nations, le projet Rivière-au-Renard serait aménagé en partenariat avec les autorités locales.

Projet Les Méchins (propriété de 38 %)

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

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

Le site du projet Les Méchins se composerait d'environ 14 000 hectares dont environ 40 % sont situés sur des terres privées et 60 % sur des terres publiques. À l'égard des terres privées, les options conclues par les propriétaires fonciers privés avant 2005 visant l'acquisition du droit de superficie et les servitudes nécessaires afin de construire des routes et/ou d'ériger des éoliennes et des installations électriques ont expirées et les propriétaires de Cartier du projet Les Méchins ont conclu de nouvelles conventions d'options uniquement avec certains propriétaires fonciers. Les négociations sont en cours avec la plupart des propriétaires terriens privés et des difficultés se sont posées dans le cadre du processus d'obtention des droits de superficies et des servitudes étant donné que les propriétaires terriens n'ont pas voulu autoriser que les conventions soient renouvelables pour une période additionnelle de 25 ans après l'expiration de la durée initiale de 25 ans même si les conventions d'option initiales prévoyaient un bail de 50 ans. À l'égard des terres publiques, une lettre d'intention a été délivrée par le MRN en faveur des propriétaires de Cartier du projet Les Méchins aux termes du *Programme d'implantation d'éoliennes* du Québec. Aux termes de la lettre d'intention intervenue avec le MRN, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRN si les conditions lui convenant sont respectées et les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation alors applicable.

Le projet Les Méchins a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le projet Les Méchins, expirant 20 ans après la date à laquelle le projet Les Méchins commence à livrer l'électricité. Aux termes du CAÉ Les Méchins, les propriétaires de Cartier du projet Les Méchins ont garanti que la date du début de livraison de l'électricité ne saurait dépasser le 1er décembre 2009 et ont convenu de livrer et de vendre une quantité minimum d'électricité de 395 251 MWh par année. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ du projet Les Méchins, qui est basé jusqu'à une certaine quantité sur le prix au 1er janvier 2004, soit un montant de 71,81 $ MWh, et est rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés.

La société fait actuellement face à deux difficultés à l'égard du projet Les Méchins : i) elle négocie encore avec les propriétaires terriens privés les modalités de l'option de renouvellement qui permettraient d'obtenir les droits d'utilisation des terres nécessaires après la durée initiale de 25 ans et ii) il y a eu dernièrement des hausses de prix pour les éoliennes et le contrat relatif à la fourniture d'éoliennes conclu avec GE ne garantit pas la fourniture des éoliennes nécessaires pour le projet à un prix qui assurerait la viabilité économique du projet Les Méchins. La société s'engage à explorer toutes les options disponibles afin d'achever le projet Les Méchins, y compris la relocalisation des éoliennes sur les terres publiques, la renégociation du contrat relatif à la fourniture d'éoliennes conclu avec GE ou la négociation d'un contrat avec un autre fournisseur d'éoliennes qui respecte les conditions de la DP applicable. Néanmoins, des retards dans l'obtention des droits fonciers avec des propriétaires fonciers privés ou la résiliation du contrat relatif à la fourniture d'éoliennes par l'une ou l'autre des parties pourraient mettre en danger la réalisation du projet Les Méchins ou la date finale de la mise en service commerciale et les coûts en capital du projet. Pour ces raisons, la société place le projet Les Méchins dans la

catégorie des projets éventuels plutôt que dans la catégorie des projets d'aménagement avec CAÉ. Voir également la rubrique « Facteurs de risque — Risques relatifs aux activités et à l'industrie de la société — Lien avec Hydro-Québec ».

Projets éoliens éventuels de la Colombie-Britannique

La société a repéré neuf projets éventuels d'énergie éolienne en Colombie-Britannique, soit le projet Carp Forest, le projet Crater Mountain, le projet Mount Crucil, le projet Poplar Hills, le projet Nulki Hills, le projet Saxton Lake, le projet Sechelt Peninsula, le projet Tatuk Lake et le projet Trachyte Hills (les « projets éoliens éventuels de la C.-B. »). Les projets éoliens éventuels de la C.-B. ont une puissance installée potentielle totale d'environ 1 210 MW. La société prévoit présenter des offres pour les projets éoliens éventuels de la C.-B. les plus réalisables dans le cadre de la DP de BC Hydro à venir ciblant environ 5 000 MWh (soit 1 250 MW, compte tenu d'un facteur de capacité de 45 % pour diverses sources d'énergie propre) d'énergie propre, et qui devrait être émise en 2008. La société prévoit être en mesure de présenter des offres pour des projets éoliens éventuels de la C.-B. ayant une puissance installée potentielle totale maximum de 475 MW dans le cadre de la DP à venir ou de futures DP.

Même s'il est prévu que les projets éventuels d'énergie éolienne de la C.-B. soient détenus en propriété intégrale par la société, il se peut que les participations de la société dans un ou plusieurs de ces projets soient éventuellement partagées avec un partenaire stratégique.

Projet Carp Forest (propriété intégrale)

Le projet Carp Forest est un projet éolien éventuel situé à environ à 75 kilomètres au nord-ouest de Prince George, dans la région intérieure centrale de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la société, le projet Carp Forest pourrait se composer de 50 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 125 MW.

La zone exploitable totale du projet Carp Forest est d'environ 10 000 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 4 811 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation viserait la réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

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

Projet Crater Mountain (propriété intégrale)

Le projet Crater Mountain est un projet éolien éventuel situé à environ 30 kilomètres au sud-sud-est de Princeton, dans la région Thompson Okanagan de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la société, le projet Crater Mountain pourrait se composer de 30 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 45 MW.

La zone exploitable totale du projet Crater Mountain est d'environ 1 500 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 1 454 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation viserait la réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

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

Projet Mount Crucil (propriété intégrale)

Le projet Mount Crucil est un projet éolien éventuel situé à environ 20 kilomètres au nord-ouest de Gibsons, dans la région de la côte sud de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la société, le projet Mount Crucil pourrait se composer de 20 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 50 MW.

La zone exploitable totale du projet Mount Crucil est d'environ 3 000 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 3 024 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation viserait la réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le projet Mount Crucil est situé à environ 5 kilomètres d'une ligne de transport de 138 kV de BCTC.

Projet Poplar Hills (propriété intégrale)

Le projet Poplar Hills est un projet éolien éventuel situé à environ 40 kilomètres au nord-ouest de Fort Nelson, au nord-est de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la société, le projet Poplar Hills pourrait se composer de 190 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 475 MW. La ligne de transport de 138 kV de l'Alberta Power Limited située environ 70 kilomètres du projet Poplar Hill ne peut actuellement soutenir qu'une puissance d'environ 150 MW.

La zone exploitable totale du projet Poplar Hills est d'environ 45 000 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Des demandes visant trois permis d'investigation ont été présentées à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie totale de 10 876 hectares. S'ils sont accordés, les permis d'investigation permettront l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la société pour une période de deux ans. Les permis d'investigation viseraient la réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

En plus des appels de proposition visant l'énergie propre de BC Hydro prévus pour 2008, la société cherche également à positionner le projet Poplar Hills pour un futur appel d'offres aux termes d'une demande d'expression d'intérêt récemment émise par BC Hydro pour des sources d'énergie propre spécifiques à la région de Fort Nelson.

Le projet Poplar Hills est situé à environ 70 kilomètres d'une ligne de transport de 138 kV d'Alberta Power Limited.

Projet Nulki Hills (propriété intégrale)

Le projet Nulki Hills est un projet éolien éventuel situé à environ 35 kilomètres au sud de Vanderhoof, dans la région intérieure centrale de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la société, le projet Nulki Hills pourrait se composer de 30 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 60 MW.

La zone exploitable totale du projet Nulki Hills est d'environ 6 000 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 4 936 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation viserait la réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

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

Projet Saxton Lake (propriété intégrale)

Le projet Saxton Lake est un projet éolien éventuel situé à environ 45 kilomètres à l'ouest nord-ouest de Prince George, dans la région centrale intérieure de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la société, le projet Saxton Lake pourrait se composer de 50 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 125 MW.

La zone exploitable totale du projet Saxton Lake est d'environ 10 000 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 3 644 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la société pour une période de deux

ans. Le permis d'investigation viserait la réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le projet Saxton Lake est situé à environ 20 kilomètres d'une ligne de transport de 69 kV de BCTC et à 35 ou à 40 kilomètres de lignes de transport de 230 kV de BCTC.

Projet Sechelt Peninsula (propriété intégrale)

Le projet Sechelt Peninsula est un projet éolien éventuel situé à environ 15 kilomètres au nord-ouest de Sechelt, sur la côte Sud de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la société, le projet Sechelt Peninsula pourrait se composer de 15 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 37,5 MW.

La zone exploitable totale du projet Sechelt Peninsula est d'environ 2 000 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 1 970 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation viserait la réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le projet Sechelt Peninsula est situé à environ 5 kilomètres d'une ligne de transport de 138 kV de BCTC et d'une ligne de transport de 230 kV de BCTC.

Projet Tatuk Lake (propriété intégrale)

Le projet Tatuk Lake est un projet éolien éventuel situé à environ 50 kilomètres au sud-ouest de Vanderhoolf, dans la région centrale intérieure de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la société, le projet Tatuk Lake pourrait se composer de 70 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 175 MW.

La zone exploitable totale du projet Tatuk Lake est d'environ 8 000 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 4 890 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation viserait la réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

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

Projet Trachyte Hills (propriété intégrale)

Le projet Trachyte Hills est un projet éolien éventuel situé à environ 10 kilomètres à l'ouest de Cache Creek, dans la région Thompson Okanagan de Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la société, le projet Trachyte Hills pourrait se composer de 35 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 52,5 MW.

La zone exploitable totale du projet Trachyte Hills est d'environ 4 000 hectares, tous étant situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 4 089 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation viserait la réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le projet Trachyte Hills est situé à moins de 10 kilomètres de diverses lignes de transport de BCTC.

Projets hydroélectriques éventuels

Projet Kaipit (propriété intégrale)

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

Le projet Kaipit aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau dans la conduite forcée. La conduite forcée de 4,5 kilomètres serait divisée en deux segments. Le premier segment se composerait d'une canalisation à faible pression qui suit la courbe de niveau et le deuxième segment se composera d'une conduite forcée à haute pression allant jusqu'à la centrale située sur la rivière Kaipit juste en amont de la route Nimpkish.

La centrale hébergerait deux turbines « Francis » d'une puissance de 4,95 MW. En outre, la centrale contiendra tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, à la commutation et aux communications. Des études d'interconnexion préliminaires indiquent que le mode privilégié de livrer l'électricité générée de l'installation de production Kaipit jusqu'au réseau de distribution de BC Hydro est de construire une ligne de transport de 25 kV sur 16 kilomètres le long de la route Nimpkish jusqu'à la collectivité de Woss où se trouve une sous-station de BC Hydro. D'autres moyens pour assurer l'interconnexion entre la production et le transport seront également évalués lorsque l'électricité générée à l'installation de production Kaipit sera interconnectée à la ligne de 138 kV du côté à haute tension de la sous-station Woss ou directement liée à la ligne de 138 kV environ 6 kilomètres à l'est de la centrale le long de la route Nimpkish.

La société prévoit soumettre le projet Kaipit au programme d'offres actuellement élaboré par BC Hydro pour les projets en Colombie-Britannique qui ont une puissance installée de moins de 10 MW. Le prix régional proposé de l'énergie en 2007 pour les projets de la région de l'île de Vancouver aux termes de ce programme s'établit à 82,05 $ par MWh, soit un prix de l'énergie de 79 $ par MWh et un prix lié à l'environnement de 3,05 $ par MWh.

Projet Kokish (propriété intégrale)

Le projet Kokish est un projet hydroélectrique au fil de l'eau éventuel d'une puissance installée potentielle de 9,9 MW et d'un rendement énergétique annuel potentiel de 38 407 MWh. Le projet est situé sur la fourche est de la rivière Kokish, environ 10 kilomètres au sud-ouest de Port McNeill au nord de l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique.

Le projet Kokish aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau dans la conduite forcée, qui serait divisée en deux segments. Le premier segment se composerait d'une canalisation à faible pression de 2 kilomètres qui suit un chemin forestier déclassé. Le deuxième segment se composerait d'une conduite forcée à haute pression qui suit un chemin forestier actif sur 0,9 kilomètre, suivi d'un autre chemin forestier déclassé jusqu'à la centrale située sur la rive ouest de la rivière Kokish, juste en amont de la confluence de la rivière Bonanza. La centrale contiendrait deux turbines « Francis » de 4,95 MW. En outre, la centrale contiendrait tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, à la commutation et aux communications.

Des études d'interconnexion préliminaires indiquent que le moyen privilégié pour livrer l'électricité générée de l'installation de production Kokish jusqu'au réseau de distribution de BC Hydro est de construire une ligne de transport de 25 kV sur 10 kilomètres le long du chemin forestier principal dans une direction nord jusqu'au système de distribution de 25 kV situé juste à l'est de Beaver Cove. D'autres moyens pour assurer l'interconnexion entre la production et le transport seront également évalués lorsque l'électricité générée à l'installation de production Kokish sera interconnectée à la ligne de 138 kV en reliant directement la ligne de 138 kV environ 1,5 kilomètre à l'ouest de la centrale.

La société prévoit soumettre le projet Kokish au programme d'offres actuellement élaboré par BC Hydro pour les projets en Colombie-Britannique qui ont une puissance installée de moins de 10 MW. Le prix régional proposé de l'énergie pour les projets de la région de l'île de Vancouver aux termes de ce programme s'établit à 82,05 $ par MWh, soit un prix de l'énergie de 79 $ par MWh et un prix lié à l'environnement de 3,05 $ par MWh.

Projet Kipawa (participation de 48 %)

Le projet Kipawa est un projet hydroélectrique éventuel qui devrait se composer de deux centrales d'une puissance installée prévue globale de 42 MW et d'un débit annuel prévu de 240 000 MWh. Le projet devrait être situé sur le ruisseau Gordon qui traverse la ville

de Témiscaming, au Québec. Le projet Kipawa devrait se composer d'une centrale principale d'une puissance de 37 MW qui remplace une vieille centrale abandonnée de 17 MW, et d'une centrale secondaire de cinq MW construite sur un barrage existant.

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

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

Hydro-Québec a proposé un projet de centrale hydroélectrique de 130 MW suffisamment près du projet Kipawa pour menacer éventuellement son débit d'eau. Le projet Kipawa serait aménagé en collaboration avec deux collectivités locales des Premières nations (qui détiendraient collectivement 52 % du projet Kipawa) et est soutenu par les municipalités locales. Les approbations réglementaires doivent être obtenues avant d'aller de l'avant avec ce projet.

Autres occasions — DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec

En octobre 2007, le MRN a annoncé l'intention du gouvernement du Québec de prendre un décret avant la fin de 2007 selon lequel Hydro-Québec serait tenue d'émettre une DP pour les projets éoliens municipaux de 250 MW d'ici au printemps 2008 (la « DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec »). La taille maximum d'un projet aux termes de la DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec devrait être de 25 MW par projet. La première date prévue de mise en service pour les projets entrepris aux termes de la DP relative aux projets éoliens municipaux devrait tomber en 2011.

La Fédération québécoise des municipalités (la « FQM ») et la société ont conclu une convention stratégique aux termes de laquelle les deux parties créeront une société en commandite pour présenter des offres pour les projets de parcs éoliens dans le cadre de la DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec. L'objectif du partenariat entre FQM et la société est d'obtenir des projets aux termes de la DP relative aux projets éoliens municipaux du Québec d'une puissance totale maximum de 150 MW.

Relation avec le Fonds

Gestion des centrales du Fonds

La convention de gestion

Aux termes d'une convention devant intervenir en même temps que la clôture du placement entre la société et le Fonds, qui modifiera et mettra à jour une convention de gestion datée du 4 juillet 2003 (la « convention de gestions »), la société continuera de fournir des services de gestion au Fonds. Ces services comprennent : i) superviser les activités des centrales détenues indirectement par le Fonds et administrer les investissements du Fonds; ii) aider le Fonds à élaborer, à mettre en œuvre et à superviser un plan stratégique; iii) aider le Fonds à élaborer un plan d'affaires annuel qui comprend les budgets d'exploitation et de dépenses en immobilisations; iv) aider le Fonds à élaborer des stratégies d'acquisition, à examiner et à analyser la faisabilité d'acquisitions éventuelles; v) effectuer les acquisitions ou les dispositions et obtenir les financements connexes nécessaires à ces opérations; vi) aider dans le cadre de tout financement du Fonds; et vii) aider le Fonds dans le cadre de la préparation, de la planification et de la coordination des réunions des fiduciaires.

La convention de gestion prévoira que la société a le droit de recevoir le remboursement des dépenses d'exploitation qu'elle a engagées pour s'acquitter de ses obligations aux termes de la convention de gestion jusqu'à un montant annuel maximum pouvant être augmenté annuellement en fonction du taux d'inflation de l'IPC. Le montant maximum pouvant être demandé pour des services réguliers en 2007 s'établira à 886 922 $. En outre, la société peut recevoir une rémunération annuelle au rendement en fonction des hausses des distributions annuelles par part du Fonds correspondant à 25 % des distributions annuelles par part du Fonds supérieures à 0,925 $, compte non tenu, aux fins de l'établissement du montant de la rémunération au rendement, de l'impôt qui deviendrait payable par le Fonds en raison de la détermination du Fonds à titre de « fiducie EIPD » en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ou de tout autre impôt semblable, imposé par les autorités fiscales provinciales. Le Fonds a annoncé que, par suite de la disposition des centrales, il prévoit augmenter les distributions annuelles par parts du Fonds de 0,965 $ à 1,00 $, augmentant ainsi la

rémunération au rendement annuelle de 329 065 $ à 735 107 $ pour l'exercice 2008. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales et placement privé connexe ».

La convention d'administration

Aux termes d'une convention devant intervenir en même temps que la clôture du placement entre la société et le Fonds, qui modifiera et mettra à jour une convention d'administration datée du 4 juillet 2003 (la « convention d'administration »), la société continuera de fournir certains services administratifs et de soutien au Fonds, notamment les services nécessaires pour s'assurer que le Fonds respecte ses obligations d'information continue aux termes de la législation sur les valeurs mobilières applicable.

La convention de gestion prévoira que toutes les dépenses d'exploitation engagées par la société relativement à la prestation de ces services sont facturées au Fonds jusqu'à un montant annuel maximum de 108 858 $ en 2007 sous réserve d'une augmentation annuelle égale à l'IPC. La société sera autorisée à recevoir le remboursement des dépenses raisonnables engagées pour le compte du Fonds, comme les frais juridiques et de vérification et la rémunération des fiduciaires.

La convention de services

Aux termes d'une convention devant intervenir en même temps que la clôture du placement entre la société, le Fonds et certaines autres filiales du Fonds, qui modifiera et mettra à jour une convention de services datée du 4 juillet 2003 (la « convention de services »), la société continuera de fournir des services de gestion au Fonds et à ses filiales principalement pour l'exploitation des centrales du Fonds et la supervision des employés des filiales du Fonds ou des propriétaires de ses centrales. Aux termes de la convention de services, la société gère, pour le compte du Fonds et de certaines de ses filiales, certaines des centrales du Fonds conformément aux pratiques prudentes de l'industrie et à un plan d'exploitation annuel élaboré par la société et approuvé par le Fonds. Toutes les dépenses d'exploitation et menues dépenses engagées par la société dans le cadre de la prestation de ces services lui sont remboursées.

Durée des conventions

La convention de gestion, la convention d'administration et la convention de services (collectivement, les « conventions de gestion ») auront des durées expirant le 4 juillet 2030. Les conventions de gestion seront renouvelées pour des périodes successives de cinq ans, à moins que le Fonds ne donne un avis de non-renouvellement au moins six mois avant la fin de la durée pertinente. Les conventions de gestion peuvent être résiliées par l'une ou l'autre des parties lors de la survenance d'un cas de défaut usuel. La convention de gestion peut également être résiliée par le Fonds dans l'éventualité d'un désaccord sérieux entre la société et les fiduciaires indépendants du Fonds ou si le Fonds remet un préavis de 90 jours ou, par la société, dans un délai d'un an d'un changement de contrôle du Fonds, dans chaque cas, au moment du versement, par le Fonds, d'une indemnité de 10 millions de dollars à la société. Après une telle résiliation, le Fonds ne sera plus tenu de payer des frais à la société aux termes de la convention de gestion, y compris la rémunération au rendement annuelle décrite à la rubrique « Convention de gestion » qui devrait s'établir à 735 107 $ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Un changement de contrôle du Fonds surviendra si une personne devient propriétaire véritable de plus de 25 % des parts du Fonds. Toute partie à la convention d'administration ou à la convention de services peut résilier ces conventions lors de la résiliation de la convention de gestion.

Convention de coopération

Aux termes d'une convention devant intervenir en même temps que la clôture du placement entre le Fonds et la société, qui modifiera et mettra à jour une convention de coopération datée du 4 juillet 2003 (la « convention de coopération »), chacune des parties à la convention accorde un droit de première offre à l'autre partie à l'égard de l'un ou l'autre de ses projets de production d'énergie qu'elle désire vendre ou prévoit offrir à un tiers acheteur. Cependant, ce droit de première offre ne s'applique pas à un partenaire existant ou futur de chaque partie qui a négocié un tel droit de première offre avec cette partie à l'égard d'un projet et qui a indiqué par écrit que cette partie prévoit exercer son droit de première offre à l'égard d'une offre de vendre une participation dans un projet. La convention de coopération prévoit également que si l'une ou l'autre des parties fait l'acquisition d'actifs de production d'énergie d'un tiers et vend par la suite ces actifs à l'autre partie dans une période de 12 mois suivant leur acquisition initiale, le vendeur n'a droit à aucune rémunération, à l'exception du remboursement des coûts et dépenses qu'il a engagés à cet égard.

Avoirs dans le Fonds

À la clôture du placement, la société détiendra une participation de 16,1 % dans le Fonds, qui a des participations dans 10 centrales hydroélectriques et dans deux centrales éoliennes qui ont une puissance installée totale de 339,9 MW. Voir les rubriques « Investissement dans le Fonds » et « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

Conflits d'intérêts

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

Par ailleurs, certains dirigeants et administrateurs de la société peuvent également agir en qualité de fiduciaires du Fonds ou des membres de son groupe (voir la rubrique « Administrateurs et membres de la haute direction — Conflits d'intérêts »).

INVESTISSEMENT DANS LE FONDS

Investissement dans le Fonds

À la clôture du placement, la société détiendra une participation d'environ 16,1 % dans le Fonds. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ». En qualité de porteur de parts du Fonds, la société a des droits identiques à ceux d'autres porteurs de parts publics du Fonds.

Le Fonds

Le Fonds est un émetteur assujetti coté en Bourse dont les parts sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « IEF.UN ». Par l'entremise de ses filiales, le Fonds exerce ses activités de production, d'accumulation, de transport, de distribution, d'achat et de vente d'électricité, et il possède, exploite et loue des éléments d'actif et des biens utilisés dans le cadre de l'exercice de ces activités. En outre, le Fonds investit et détient d'autres droits directs ou indirects dans des sociétés ou autres entités exerçant des activités de production, d'accumulation, de transport, de distribution, d'achat et de vente d'électricité et d'autres activités accessoires ou connexes. En raison des deux centrales éoliennes acquises par le Fonds auprès d'Innergex II en même temps que la clôture du placement, le Fonds détient indirectement des participations dans 10 centrales hydroélectriques et deux centrales éoliennes d'une puissance installée totale de 339,9 MW et qui sont situées dans les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que dans l'État de l'Idaho. Voir les rubriques « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement » et « Portefeuille d'actifs ».

Objectifs du Fonds

Le Fonds a pour objectif d'assurer et de rehausser la stabilité et la viabilité de l'encaisse distribuable par part à ses porteurs de parts et, dans la mesure du possible, d'accroître le montant de l'encaisse distribuable par part à la faveur d'une amélioration des pratiques d'exploitation actuelles de ses centrales et d'investissements supplémentaires dans des centrales électriques, conformément aux lignes directrices établies par le Fonds à cet égard.

Stratégie d'exploitation du Fonds

Les centrales du Fonds produisent de l'électricité au moyen de l'énergie hydroélectrique et de l'énergie éolienne. Le Fonds, indirectement par l'entremise de ses filiales, retient les services de la société, en qualité de gestionnaire, pour l'aider à atteindre ses objectifs. Voir la rubrique « Relation avec le Fonds — Gestion des centrales du Fonds ». Les employés de la société sont responsables de la gestion et de l'administration des contrats des centrales du Fonds alors que les employés des filiales du Fonds ou les propriétaires de ses centrales sont responsables des activités quotidiennes et de la maintenance des centrales du Fonds.

Raison de l'investissement

La société voit son investissement dans le Fonds comme une façon de bénéficier davantage de la croissance et des perspectives de l'industrie de l'énergie renouvelable en Amérique du Nord et de bénéficier des flux de trésorerie stables et diversifiés du Fonds afin de financer ses projets d'aménagement. Les documents d'information publique du Fonds ont démontré que le Fonds est rentable depuis qu'il a été coté en Bourse en 2003 et son BAIIA est passé de 18,7 millions de dollars au cours des 12 premiers mois d'exploitation terminés le 30 juin 2004 à un BAIIA prévu de 47 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2008, compte tenu de l'acquisition de la centrale Anse-à-Valleau et de la centrale Baie-des-Sables à la clôture du placement, soit un TCAC de 22,9 %.

Faits saillants des états financiers

La Société comptabilisera sa participation de 16,1 % dans le Fonds au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Le tableau ci-dessous présente un sommaire de l'information liée à l'actif, au passif et aux résultats d'exploitation du Fonds au 30 juin 2007 et pour le semestre terminé à cette date ainsi qu'aux 31 décembre 2006 et 2005 et pour les exercices terminés à ces dates.

		Exercices terminés les 31 décembre	
F	**Semestre terminé le 30 juin 2007**	**2006**	**2005**
aits saillants d'Innergex Énergie, Fonds de revenu			
Actif à court terme	14 709 449	16 274 529	16 684 219
Comptes de réserve	12 812 541	12 434 321	13 093 306
Immobilisations	218 565 777	222 001 898	227 749 675
Actifs incorporels	87 032 690	90 983 104	97 535 707
Instruments financiers dérivés	6 881 490	371 664	262 316
Impôts futurs	2 946 004	3 295 165	3 489 649
Total de l'actif	**342 947 951**	**345 360 681**	**358 814 872**
Actif à court terme	9 680 733	10 233 586	12 679 222
Dette à long terme	105 477 001	107 175 495	107 727 516
Impôts futurs	50 204 972	3 004 411	2 771 603
Total du passif	**165 362 706**	**120 413 492**	**123 178 341**
Part des actionnaires sans contrôle	**13 863 448**	**12 205 478**	**10 989 435**
Capitaux propres	**163 721 797**	**212 741 711**	**224 647 096**
Produits bruts	**19 370 769**	**41 153 741**	**30 015 805**
Charges d'exploitation	2 946 842	6 297 291	4 949 717
Bénéfice avant impôts et part des actionnaires sans contrôle	7 621 646	14 054 671	11 382 732
(Perte nette) bénéfice net(1))	**(40 520 875)**	**11 899 262**	**9 999 375**
Distributions déclarées à l'égard des porteurs de parts(2))	**11 908 085**	**23 816 170**	**20 464 085**
BAIIA	14 926 416	32 427 252	23 096 230
Distributions déclarées par part	0,4825$	0,965$	0,945$

1) Impôts sur les bénéfices. Le 22 juin 2007, le projet de loi C-52 du gouvernement du Canada portant sur l'imposition des fiducies de revenu a été adopté. Aux termes de ce projet de loi, l'imposition des fiducies de revenu sera la même que celle des entreprises et les distributions aux porteurs de parts qui sont imposables seront traitées comme des dividendes. Le Fonds sera imposé à un taux de 31,5 % sur son bénéfice imposable gagné après le 31 décembre 2010. Par conséquent, un passif d'impôts futurs additionnel totalisant 46 910 463 $ calculé sur la durée de vie restante des actifs a été comptabilisé dans les états financiers du Fonds au deuxième trimestre, lorsque la loi a été adoptée. Cette situation a entraîné une charge d'impôts futurs totale de 47 262 706 $ pour le semestre et explique la perte nette enregistrée pour ce semestre.

2) À la suite de la cession des centrales, le Fonds a annoncé qu'il prévoit augmenter ses distributions annuelles par part du Fonds, passant de 0,965 $ à 1,00 $, ce qui a pour effet d'augmenter les incitatifs annuels de 329 065 $ à 735 107 $ pour l'exercice 2008.

Des informations additionnelles sur le Fonds sont disponibles à l'adresse www.sedar.com. Ces informations ne sont pas intégrées par renvoi au présent prospectus.

OPÉRATIONS DEVANT ÊTRE RÉALISÉES À LA CLÔTURE DU PLACEMENT

En même temps que la clôture du placement, les opérations de clôture seront réalisées. À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, les renseignements divulgués dans le présent prospectus supposent que les opérations de clôture ont été réalisées.

Acquisition d'Innergex II

À la clôture du placement, i) la société fera l'acquisition, auprès de chacun des investisseurs institutionnels, de leurs participations dans Innergex II, de sorte que la société détiendra la propriété intégrale d'Innergex II, pour un prix d'achat total de 63 364 165 $, qui sera payé au moyen de l'émission, aux investisseurs institutionnels, de 5 760 379 actions ordinaires au prix d'offre prévu aux présentes (l'« acquisition d'Innergex II »).

Également à la clôture du placement, les investisseurs institutionnels souscriront un nombre supplémentaire de 5 342 620 actions ordinaires de la société au prix d'offre prévu aux présentes, pour un montant total de 58 768 822 $, en réinvestissant i) 11 618 822 $ provenant des distributions devant leur être versées par Innergex II par suite du gain réalisé par Innergex II à la disposition de la centrale Rutherford Creek en décembre 2005 et ii) un montant supplémentaire de 47 150 000 $ en espèces (collectivement avec l'acquisition d'Innergex II, le « réinvestissement concomitant »).

La totalité de ces 11 102 999 actions ordinaires seront émises aux termes du réinvestissement concomitant aux investisseurs institutionnels dans le cadre d'un placement privé conformément aux dispenses d'obligations de prospectus prévues par la législation canadienne en valeurs mobilières, étant précisé que les actions ordinaires qui sont vendues par les actionnaires vendeurs aux termes de la levée de l'option en cas d'attribution excédentaire seront visées par le présent prospectus.

La société et les investisseurs institutionnels ont conclu des conventions d'achat (collectivement, la « convention d'achat ») en date du 26 octobre 2007, dans sa version modifiée le 28 novembre 2007, aux termes de laquelle ces parties ont convenu des modalités du réinvestissement concomitant et de l'acquisition d'Innergex II, qui comporte des conditions de clôture usuelles, notamment l'absence d'un effet important défavorable, la réalisation des dispositions des centrales et la conclusion du placement, et de coopérer en temps opportun de manière efficace à la réalisation du réinvestissement concomitant, de l'acquisition d'Innergex II et du placement.

La convention d'achat contient des déclarations, garanties et indemnisations usuelles faites conjointement (et non solidairement) par chacun des investisseurs institutionnels uniquement à l'égard de leurs participations respectives dans Innergex II, alors qu'aucune déclaration n'a été formulée ni aucune garantie n'a été donnée à l'égard des actifs d'Innergex II. La société a toujours été le gestionnaire d'Innergex II et possède une grande connaissance de son entreprise.

Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe

En même temps que la clôture du placement, le Fonds achètera auprès d'Innergex II la totalité des participations directes et indirectes d'Innergex II dans la centrale l'Anse-à-Valleau et la centrale Baie-des-Sables (collectivement, la « disposition des centrales »). Le prix d'achat payable à Innergex II sera réglé au moyen de l'émission par le Fonds à Innergex II, d'environ 4,7 millions de parts du Fonds et de la prise en charge, par le Fonds, d'environ 107,6 millions de dollars de dettes qui devraient être en cours au 31 décembre 2007. Dans le cadre de la clôture du placement, ces parts du Fonds seront transférées à la société. Par conséquent, après ces opérations, la société détiendra environ 16,1 % des parts émises et en circulation du Fonds. Aux termes du contrat de vente des centrales, la société et le Fonds ont également convenu de conclure certaines modifications aux conventions de gestion et à la convention de coopération en même temps que la clôture du placement. Voir la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds — Gestion des centrales du Fonds et convention de coopération ».

Le Fonds et Innergex II ont conclu une convention d'achat datée du 26 octobre 2007 et modifiée le 21 novembre 2007 (le « contrat de vente des centrales ») aux termes de laquelle ces parties ont convenu des modalités de la disposition des centrales. Le contrat de vente des centrales contient des déclarations, garanties et indemnisations par Innergex à l'égard de la centrale Anse-à-Valleau et de la centrale Baie-des-Sables habituelles pour des opérations de cette nature. La responsabilité maximum d'Innergex II aux termes du contrat de vente des centrales se limite au prix d'achat aux termes du contrat, à condition que les réclamations à l'égard de chaque centrale achetée aux termes du contrat soient limitées au prix d'achat attribué à cette centrale et qu'Innergex II ne soit tenue d'indemniser le Fonds uniquement si la responsabilité d'Innergex II est supérieure à 250 000 $.

À la clôture du placement, Innergex II et le Fonds concluront une convention de souscription prévoyant la remise à Innergex II de parts de fiducie nouvellement émises du Fonds (la « convention de souscription »). La convention de souscription contient des déclarations, garanties et indemnisations par le Fonds à l'égard du Fonds, de ses actifs et activités habituelles pour les opérations de cette nature. La responsabilité maximum du Fonds aux termes de la convention de souscription se limite au prix de souscription, à condition i) que le Fonds ne soit tenu d'indemniser Innergex II uniquement si la responsabilité du Fonds est supérieure à 250 000 $, et ii) qu'aucune indemnité ne soit payable à l'égard de toute violation d'une déclaration et garantie qui est connue de la société.

EMPLOI DU PRODUIT

La société prévoit tirer un produit net du placement de 102 967 237 $, compte tenu de la rémunération payable par la société aux preneurs fermes et des frais estimatifs du placement. Si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée, la société ne recevra aucun produit provenant de la vente d'actions ordinaires par les actionnaires vendeurs et la société a convenu de verser la rémunération des preneurs fermes à l'égard des actions ordinaires vendues aux termes de celle-ci.

En même temps que la clôture du placement, les investisseurs institutionnels réinvestiront en espèces un montant total de 58 768 822 $ dans la société en souscrivant 5 342 620 actions ordinaires. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement ».

La société prévoit affecter le produit net tiré du placement, combiné avec le réinvestissement total en espèces mentionné plus haut, de la manière suivante : i) quant à 123 875 000 $, au financement du remboursement ou à l'achat, le cas échéant, de toute la dette en cours due par Innergex II aux investisseurs institutionnels, ii) quant à environ 30 millions de dollars, au financement de la quote-part de la société des capitaux propres requis pour la construction de son portefeuille actuel de projets d'aménagement avec CAÉ, iii) quant à 3 781 079 $, au paiement d'un dividende sur les actions ordinaires devant être versé aux actionnaires fondateurs et existants par suite du gain réalisé par la société dans le cadre de la disposition des centrales, et iv) quant à la tranche restante du produit, au fonds de roulement et aux fins générales de l'entreprise.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES *PRO FORMA*

Les principales données financières consolidées *pro forma* non vérifiées suivantes reflètent les opérations de clôture et sont tirées i) des états financiers vérifiés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et des états financiers non vérifiés de la Société pour le semestre terminé le 30 juin 2007, ii) des états financiers consolidés vérifiés d'Innergex II pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et des états financiers consolidés non vérifiés d'Innergex II pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et iii) des états financiers consolidés *pro forma* non vérifiés de la Société pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et l'exercice terminé le 31 décembre 2006, et devraient être lues parallèlement à ceux-ci.

	Semestre terminé le 30 juin 2007	Exercice terminé le 31 décembre 2006
	(en $)	
Données de l'état des résultats		
Produits	(3 134 738)	7 402 154
Bénéfice (perte) provenant des activités poursuivies	(8 073 859)	2 220 797
Par action (de base et dilué)	(0,34)	0,09
Bénéfice net (perte nette)	(8 073 859)	2 220 797
Par action (de base et dilué)	(0,34)	0,09
Données du bilan		
Trésorerie	34 227 965	
Total de l'actif	297 548 548	
Total de la dette à long terme	42 515 000	
Capitaux propres	225 035 127	

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Le tableau suivant présente des données financières historiques tirées des états financiers vérifiés et non vérifiés de la Société figurant aux pages F-3 à F-14 du présent prospectus et devrait être lu parallèlement à ceux-ci. Les données financières devraient également être lues parallèlement à la rubrique « Rapport de gestion » figurant ailleurs dans le présent prospectus. Afin de dresser un meilleur portrait du profil financier de la Société à la clôture du placement, les données financières historiques de la Société devraient être lues parallèlement aux états financiers consolidés *pro forma* non vérifiés préparés par la direction pour tenir compte de la conclusion du premier appel public à l'épargne de la Société et de l'acquisition, par cette dernière, des participations dans Innergex II, comme il a été décrit à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement », ainsi que parallèlement à la rubrique « Rapport de gestion » figurant ailleurs dans ce prospectus.

	Semestres terminés les 30 juin		Exercices terminés les 31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
			(en $)		
Données de l'état des résultats					
Produits	3 504 563	2 991 152	6 236 995	4 733 663	3 413 961
Bénéfice provenant des activités poursuivies	98 137	93 348	178 763	1 876 296	17 027
Par action (de base et dilué)	14,28	16,50	31,60	11 258,39	1 418,92
Bénéfice net et résultat étendu	98 137	93 348	178 763	1 876 296	17 027
Par action (de base et diluée)	14,28	16,50	31,60	11 258,39	1 418,92

	Au 30 juin 2007	Aux 31 décembre 2006	Aux 31 décembre 2005
		(en $)	
Données du bilan			
Total de l'actif	4 979 200	3 757 301	3 322 173
Total de la dette à long terme	600 000	600 000	250 000

RAPPORT DE GESTION

La présente rubrique contient les rapports de gestion distincts de chacune des sociétés, soit la Société et Innergex II. Simultanément à la clôture du placement, la Société acquerra Innergex II. Même si ces entités exerçaient leurs activités séparément dans le passé, la Société a fourni des services de gestion et d'administration au Fonds et à Innergex II en plus de détenir une participation de 15 % dans Innergex II.

Afin de dresser un portrait plus fidèle du profil financier de ces deux entités une fois combinées à la clôture du placement, le présent rapport de gestion devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés *pro forma* non vérifiés figurant aux pages F-37 à F-49 de ce prospectus. Ces états financiers consolidés *pro forma* non vérifiés ont été préparés par la direction compte tenu du premier appel public à l'épargne de la Société et de l'acquisition des participations dans Innergex II comme il a été décrit à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement ».

Innergex II développe, exploite et fait l'acquisition d'actifs de production d'énergie. Afin d'obtenir du capital additionnel pour financer la croissance du portefeuille de projets en cours de développement, Innergex II a vendu, dans le passé, ces projets au Fonds peu de temps après le commencement de leur exploitation commerciale. Par exemple, Innergex II a vendu au Fonds sa centrale Horseshoe Bend de 9,5 MW en décembre 2004 et sa centrale Rutherford Creek de 49,9 MW en décembre 2005. La performance financière historique d'Innergex II présentée dans ce prospectus reflète principalement les gains réalisés à la vente de ces actifs au Fonds et, d'une façon moins considérable, le produit provenant de l'électricité vendue entre la date de mise en service de la centrale en exploitation et le moment où Innergex II a cédé cette centrale. Par conséquent, les résultats financiers d'Innergex II ont considérablement changé d'un exercice à l'autre en fonction du nombre de centrales en exploitation et du moment de la vente de ses centrales au Fonds.

À l'avenir, la Société prévoit non seulement continuer de développer des centrales de production d'énergie éoliennes et hydroélectriques, mais elle prévoit également les conserver lorsqu'ils seront en exploitation commerciale. Compte tenu de la croissance de son portefeuille de centrales en exploitation au fil des ans, la direction s'attend à des améliorations continues au chapitre de la performance financière de la Société. À la suite de la clôture du placement, la Société recevra également des flux de trésorerie récurrents de ses placements dans le Fonds.

Les facteurs clés qui auront une incidence sur la croissance future de la Société sont les suivants : i) la demande des gouvernements pour une énergie renouvelable; ii) la capacité de la Société d'évaluer et d'obtenir les meilleurs sites éventuels dans le but d'aménager de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales; iii) la capacité de la Société de conclure des CAÉ d'intérêt et d'obtenir les permis environnementaux et autres permis requis; iv) la capacité de la Société à prévoir efficacement le total des coûts de construction, des produits prévus et des charges prévues pour chacun de ces projets. 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 le futur de l'industrie de l'énergie renouvelable est prometteur. L'équipe de direction de la Société a déjà prouvé qu'elle terminait ses projets avant la date du commencement de l'exploitation commerciale prévue par le CAÉ et qu'elle n'engageait pas de dépassement important des coûts grâce à une gestion sérieuse du processus de construction.

Les quatre principaux secteurs de la Société seront les suivants : i) production d'énergie éolienne; ii) production d'énergie hydroélectrique; iii) développement et construction de projets; iv) gestion et participation dans le Fonds. À la clôture du placement, la Société détiendra : i) une centrale active de 8 MW; ii) une participation indirecte de 16,1 % dans le Fonds, lequel détient un portefeuille de 10 projets hydroélectriques d'une puissance installée nette totale de 116,9 MW (puissance brute de 129,9 MW) et de 2 projets éoliens d'une puissance installée nette de 80 MW (puissance brute de 210 MW); iii) neuf projets d'aménagement avec CAÉ d'une puissance installée nette totale de 293 MW (puissance brute de 565 MW) dont trois sont actuellement en cours de construction; et iv) des projets éventuels d'une capacité installée nette totale de 1 510 MW (puissance brute de 1 638 MW).

La combinaison de projets hydroélectriques et éoliens favorise une stabilité accrue des flux de trésorerie tout au long de l'exercice. Habituellement, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau génèrent la majeure partie de leur électricité et de leurs produits au cours des mois de printemps et d'été alors que la fonte des neiges alimente les bassins hydrologiques et les rivières. Inversement, la vitesse du vent est historiquement plus élevée durant les mois froids d'hiver lorsque l'air atteint sa densité maximale.

La Société prévoit financer sa part proportionnelle des coûts de construction associés à son portefeuille de projets d'aménagement avec CAÉ au moyen i) des flux de trésorerie provenant de son portefeuille croissant de centrales actives; ii) des distributions et des honoraires incitatifs reçus du Fonds; iii) d'un montant d'environ 30 M$ de capitaux provenant des produits du placement;

iv) d'emprunts sans recours à long terme. Les emprunts sans recours, qui représentent habituellement de 70 % à 85 % des coûts de construction d'un projet, permettent à la Société de maximiser son effet de levier financier et son rendement tout en assurant un contrôle des risques inhérents à chaque projet. La Société prévoit également continuer à avoir recours à des emprunts sans recours à taux fixe ou à des instruments financiers pour limiter son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêts. Outre les sources précédentes de financement, la Société pourrait émettre des actions ordinaires additionnelles pour financer le développement de son portefeuille de projets éventuels.

Obligations contractuelles prévues pro forma

Au 30 juin 2007, en supposant l'acquisition d'Innergex II et la clôture des opérations décrites à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement », les obligations contractuelles importantes comprenaient les paiements futurs aux termes des arrangements de dette à long terme (y compris l'emprunt sans recours lié au projet), les arrangements au titre des contrats de location-acquisition et des contrats de location-exploitation, et les obligations d'achat et contractuelles. Ces obligations sont présentées dans le tableau qui suit.

Obligations contractuelles pro forma de la Société :	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	42 515 000	—	19 016 350	2 041 200	21 457 450
Intérêts sur la dette à long terme	19 271 035	2 598 882	7 681 794	2 673 386	6 316 973
Contrats de location-exploitation	5 113 212	512 362	1 542 087	254 969	2 803 794
Autres obligations contractuelles(1))	115 505 549	49 070 254	65 777 629	657 666	—
Total des obligations contractuelles	182 404 796	52 181 498	94 017 860	5 627 221	30 578 217

1) Les autres obligations à long terme, y compris les obligations en vertu de divers contrats, comprennent principalement des contrats d'approvisionnement et des contrats de construction liés à la construction des projets de la Société.

LA SOCIÉTÉ

Le présent rapport de gestion vise à fournir au lecteur un aperçu de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie de la Société pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004. Ce rapport de gestion devrait être lu parallèlement aux états financiers non vérifiés pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et les états financiers vérifiés pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004 ainsi qu'aux notes complémentaires s'y rapportant inclus ailleurs dans le présent prospectus. Les états financiers ont été préparés conformément aux PCGR du Canada. La Société présente ses résultats en dollars canadiens. Certains montants inclus dans le présent rapport de gestion sont arrondis afin d'en faciliter la lecture. Ces nombres arrondis peuvent avoir une incidence sur certains totaux. Ce rapport de gestion contient des énoncés prospectifs qui sont soumis à divers facteurs pouvant faire en sorte que les résultats diffèrent de façon importante des énoncés prospectifs. Les facteurs qui pourraient entraîner ces écarts ou y contribuer comprennent, entre autres, ceux présentés ci-dessous et ailleurs dans le présent prospectus, plus particulièrement aux rubriques « Risques et incertitudes » et « Énoncés prospectifs ».

Aperçu

Général

La Société a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu des lois du Canada. Elle fournit des services de gestion et d'administration au Fonds et à Innergex II, ainsi qu'à leurs filiales, en vertu de contrats à long terme. La Société détient également, actuellement, 15 % des parts d'Innergex II et détiendra la totalité de ces parts à la clôture du placement. Se reporter à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Acquisition d'Innergex II ».

La convention de gestion prévoira que la société a le droit de recevoir le remboursement des dépenses d'exploitation qu'elle a engagées pour s'acquitter de ses obligations aux termes de la convention de gestion jusqu'à un montant annuel maximum pouvant être augmenté annuellement en fonction du taux d'inflation de l'IPC. Le montant maximum pouvant être demandé pour des services réguliers en 2007 s'établie à 0,9 M$. La Société peut également recevoir une rémunération annuelle au rendement en fonction des hausses des distributions par part du Fonds correspondant à 25 % des distributions annuelles par part du Fonds supérieures à 0,925 $,

compte non tenu, à ces fins, de l'impôt payable par le Fonds puisque le Fonds est une « fiducie EIPD » en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu (Canada) ou de tout autre impôt semblable, imposé à l'occasion par les autorités fiscales provinciales. La convention de gestion vient à échéance le 4 juillet 2030, laquelle pourra être ultérieurement reconduite pour des périodes successives de cinq ans.

Aux termes de la convention d'administration conclue avec le Fonds, la Société rend certains services administratifs et de soutien au Fonds. La convention d'administration prévoit que 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 de 0,1 M$ en 2007, sous réserve d'une majoration annuelle correspondant au taux d'inflation de l'IPC. La Société est également en droit de se faire rembourser les dépenses raisonnables engagées pour le compte du Fonds, telles que les frais juridiques et de vérification et la rémunération des fiduciaires. La convention d'administration prend fin le 4 juillet 2030, laquelle pourra être ultérieurement reconduite pour des périodes successives de cinq ans. Les dépenses de la Société qui excèdent le montant maximal imputable au Fonds sont imputées à Innergex II. Se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds ».

Innergex Énergie, Fonds de revenu

Le Fonds est un émetteur assujetti coté en Bourse dont les parts sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « IEF.UN ». Par l'entremise de ses filiales, le Fonds exerce ses activités de production, d'accumulation, de transport, de distribution, d'achat et de vente d'électricité, et il possède, exploite et loue des éléments d'actif et des biens utilisés dans le cadre de l'exercice de ces activités. En outre, le Fonds investit et détient d'autres droits directs ou indirects dans des sociétés ou autres entités exerçant des activités de production, d'accumulation, de transport, de distribution, d'achat et de vente d'électricité et d'autres activités accessoires ou connexes. En raison des deux centrales éoliennes acquises par le Fonds auprès d'Innergex II en même temps que la clôture du placement, le Fonds détient indirectement une participation dans 10 centrales hydroélectriques et 2 centrales éoliennes d'une puissance installée totale de 339,9 MW et qui sont situées dans les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que dans l'État de l'Idaho. La capacité des centrales du Fonds, en fonction de la participation du Fonds dans ces centrales, est de 196,8 MW. Se reporter aux rubriques « Portefeuille d'actifs » et « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement ».

Innergex II, Fonds de revenu

Innergex II est une fiducie à but restreint du Canada qui a été créée le 20 décembre 2001 et dont les activités sont limitées à détenir, construire, mettre en valeur, exploiter ou acquérir des actifs ou des activités axées sur la production d'énergie.

Au 30 juin 2007, Innergex II disposait d'une participation dans deux centrales en exploitation : la centrale Glen Miller de 8 MW, dont l'exploitation commerciale a commencé en décembre 2005, et la centrale Baie-des-Sables de 109,5 MW, dont l'exploitation commerciale a commencé en novembre 2006. À cette date, Innergex II dispose également de participations dans des projets d'aménagement avec CAÉ en voie de construction dont la puissance totale se chiffre à 174 MW, dont la centrale Anse-à-Valleau, le projet Umbata Falls et le projet Ashlu Creek, 7 projets en cours d'aménagement faisant l'objet de CAÉ à long terme et dont la puissance totale se chiffre à plus de 492 MW et 21 projets éventuels dont la puissance totale se chiffre à plus de 1 600 MW. La Société exploite et gère les centrales conformément à des contrats à long terme. Simultanément à la clôture du placement, Innergex II cédera les centrales Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau. Se reporter aux rubriques « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement » et « Dispositions de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

Estimation comptable critique

La direction de la Société est d'avis qu'aucune estimation comptable exigeant de formuler des hypothèses à l'égard de données incertaines au moment de l'estimation n'est critique pour la compréhension par le lecteur des états financiers de la Société.

Risques et incertitudes

La Société est exposée à une variété de risques d'exploitation et elle a décrit ceux qu'elle considère comme importants dans les paragraphes qui suivent ainsi qu'à la rubrique « Facteurs de risque » dans le prospectus.

Dépendance à l'égard des clients importants

La totalité des produits actuellement reçus par la Société proviennent de deux clients, soit le Fonds et Innergex II. Tout défaut, de la part de ces deux clients, de respecter leurs obligations contractuelles pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les

résultats de la Société. La Société estime ce risque comme faible en raison de la santé financière de ses clients et des cotes de crédit élevées du Fonds (S&P : SR-2, appréciation du profil de distribution stable et modérée).

Principales données financières

	Semestres terminés les 30 juin		Exercices terminés les 31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
			(en $)		
Produits	3 504 563	2 991 152	6 236 995	4 733 663	3 413 961
Charges	3 354 841	2 861 949	5 978 195	4 603 359	3 370 500
Bénéfice net et résultat étendu	98 137	93 348	178 763	1 876 296	17 027
Par action (de base et dilué)	14,28	16,50	31,60	11 258,39	1 418,92
Total de l'actif	4 979 200	4 287 590(1))	3 757 301	3 322 173	684 371(1))
Dette à long terme	600 000	250 000(1))	600 000	250 000	250 000(1))
Dividende par action	—	—	—	—	—
Capitaux propres	1 910 242	1 724 266(1))	1 809 681	1 630 918	22 389(1))

1) Les données du bilan au 31 décembre 2004 et au 30 juin 2006 sont tirées des états financiers historiques vérifiés et non vérifiés de la Société qui ne sont pas inclus dans le présent prospectus.

Depuis 2004, les frais de gestion reçus d'Innergex II ont augmenté en raison d'une hausse du nombre de projets sous gestion et en cours de développement. Les frais de gestion et les honoraires incitatifs reçus du Fonds ont également augmenté en raison des acquisitions conclues au fil des ans et de l'indexation annuelle en fonction de l'IPC.

Le nombre d'employés a plus que doublé entre 2004 et 2007, ce qui a entraîné une hausse des frais de bureau. Durant cette période, des bureaux ont été ajoutés pour la société Cartier Wind Energy et le développement de ses projets liés à l'énergie éolienne. La Société a également ouvert un bureau régional à Vancouver afin de superviser les projets en cours de développement et les activités en Colombie-Britannique. Les frais engagés en vertu d'une entente de partage avec Innergex II des honoraires incitatifs reçus d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation ont connu une hausse entre 2005 et 2006, tout comme les honoraires incitatifs qui ont augmenté à la suite des acquisitions croissantes du Fonds.

Pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats d'exploitation

Les résultats d'exploitation de la Société pour le semestre terminé le 30 juin 2007 sont comparés aux résultats d'exploitation pour le semestre correspondant de 2006.

Produits

Pour le premier semestre de 2007, la Société a constaté des produits de 3,5 M$, comparativement à des produits de 3,0 M$ pour le semestre correspondant de 2006. Cette augmentation est essentiellement attribuable à une hausse des frais de gestion reçus d'Innergex II liés à des projets en cours de développement. L'inflation n'a aucune incidence sur la Société au cours de ce semestre parce que les conventions de gestion sont indexées annuellement conformément aux hausses de l'IPC.

	Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006
	(en $)	
Frais de gestion reçus de		
Le Fonds	54 429	53 609
Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation	961 479	955 714
Innergex II	2 488 655	1 981 829
Total	3 504 563	2 991 152

Charges d'exploitation

Pour le premier semestre de 2007, les salaires et les avantages sociaux des employés de la Société ont totalisé 2,7 M$, comparativement à 2,3 M$ pour l'exercice correspondant de 2006. Cette augmentation est principalement imputable à l'embauche de quatre employés additionnels et à l'augmentation annuelle des salaires et des avantages sociaux. Pour le premier semestre de 2007, la Société a constaté des frais généraux et administratifs de 518 k$, comparativement à 471 k$ en 2006.

Bénéfice net et résultat étendu

Pour le premier semestre de 2007, la Société a constaté un bénéfice net de 98 k$, comparativement à 93 k$ en 2006.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005

Résultat d'exploitation

Les résultats d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 sont comparés, ci-dessous, aux résultats d'exploitation pour l'exercice correspondant de 2005.

Produits

Pour l'exercice 2006, la Société a comptabilisé des produits totalisant 6,2 M$, comparativement à des produits de 4,7 M$ pour l'exercice 2005. Cet écart découle principalement de la hausse des services fournis à Innergex II et à Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation en 2005. En 2006, la Société s'est fait rembourser les frais liés à la vente de la centrale Rutherford Creek au Fonds et a reçu des honoraires incitatifs relatifs à l'augmentation de la distribution sur les parts du fonds à la suite de l'acquisition par le Fonds. De plus, le nombre de projets en cours de développement d'Innergex II a augmenté.

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005
	(en $)	
Frais de gestion reçus de		
Le Fonds	107 218	104 369
Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation	1 609 349	995 657
Innergex II	4 520 428	3 633 637
Total	6 236 995	4 733 663

Charges d'exploitation

Pour l'exercice 2006, les salaires et les avantages sociaux des employés de la Société ont totalisé 4,7 M$, comparativement à 3,7 M$ pour l'exercice 2005. Cette augmentation est principalement imputable à l'embauche de huit employés additionnels et à l'indexation annuelle des salaires et des avantages sociaux. Pour l'exercice 2006, la Société a constaté des frais généraux et administratifs de 998 k$, comparativement à 724 k$ pour l'exercice 2005.

Autres produits et charges

Pour l'exercice 2006, la Société n'a pas constaté d'autres produits et charges. Pour l'exercice 2005, la Société a constaté un gain sur placement de 2,1 M$ dans le cadre de la vente de la centrale Rutherford Creek.

Bénéfice net et résultat étendu

Pour l'exercice 2006, la Société a constaté un bénéfice net de 179 k$, comparativement à 1,9 M$ en 2005, principalement en raison du gain sur placement de 2,1 M$ décrit ci-dessus.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004

Résultats d'exploitation

Les résultats d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 sont comparés, ci-dessous, aux résultats d'exploitation de l'exercice de 2004.

Produits

Pour l'exercice 2005, la Société a constaté des produits de 4,7 M$, comparativement à des produits de 3,4 M$ pour l'exercice 2004. Cet écart est principalement attribuable à l'augmentation des services fournis à Innergex II. En 2005, la Société a reçu des honoraires incitatifs liés à l'augmentation de la distribution du Fonds à la suite de l'acquisition des centrales Horseshoe Bend et Hydro-Windsor.

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	**2004**
	(en $)	
Le Fonds	104 369	101 606
Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation	995 657	909 273
Innergex II	3 633 637	2 403 082
Total	4 733 663	3 413 961

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation sont principalement composées des salaires et des avantages sociaux des employés de la Société. Pour l'exercice 2005, ces charges ont totalisé 3,7 M$, comparativement à 2,7 M$ pour l'exercice correspondant de 2004. Cette augmentation est principalement imputable à l'embauche de douze employés et à l'indexation annuelle des salaires et des avantages sociaux. Pour l'exercice 2005, la Société a constaté des frais généraux et administratifs de 724 k$, comparativement à des frais de 568 k$ pour l'exercice 2004.

Autres produits et charges

Pour l'exercice 2005, la Société a constaté un gain sur placement de 2,1 M$ dans le cadre de la vente de la centrale Rutherford Creek au Fonds. En 2004, la Société n'a pas constaté de montant important au titre des autres produits et charges.

Bénéfice net et résultat étendu

Pour l'exercice 2005, la Société a constaté un bénéfice net de 1,9 M$, comparativement à un bénéfice net de 17 k$ en 2004. Cette augmentation est principalement attribuable à un gain de 2,1 M$, constaté en 2005, relatif à la vente de la centrale Rutheford Creek.

Situation de trésorerie et sources de financement

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le premier semestre de 2007, la Société a utilisé des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 99 k$, alors qu'elle en avait généré 873 k$ pour le semestre correspondant de 2006. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation est la principale raison de cet écart. En 2007, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation a entraîné une diminution de 286 k$ des flux de trésorerie, principalement en raison d'une hausse des débiteurs d'Innergex II, partiellement contrebalancée par une augmentation des créditeurs. En 2006, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a donné lieu à une hausse de 693 k$ des flux de trésorerie principalement en raison d'une augmentation des créditeurs et charges à payer, partiellement compensée par une diminution des impôts à payer.

Pour l'exercice 2006, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société se sont établis à 207 k$, comparativement à 2,8 M$ en 2005. Ce résultat est essentiellement imputable à une hausse du bénéfice net en 2005. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation explique également en partie cet écart. En 2006, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation a entraîné une baisse de 145 k$ des flux de trésorerie, principalement en raison de la diminution des impôts exigibles. En 2005, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a donné lieu à une hausse de 764 k$ des flux de trésorerie principalement en raison d'une augmentation des créditeurs et des impôts à payer.

Pour l'exercice 2005, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société se sont établis à 2,8 M$, comparativement à 93 k$ en 2004. Ce résultat est essentiellement attribuable à une hausse du bénéfice net en 2005, comparativement à 2004, découlant du gain sur placement. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation explique également cet écart. En 2005, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation a donné lieu à une hausse de 764 k$ des flux de trésorerie, principalement en raison de la hausse des créditeurs et charges à payer et des impôts exigibles. Pour l'exercice 2004, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation s'est traduite par une hausse de 27 k$ des flux de trésorerie.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement pour le premier semestre de 2007 proviennent de l'émission d'actions de 2 k$ à l'égard des employés ayant de l'ancienneté, comparativement à néant pour le semestre correspondant de 2006. Les flux de trésorerie liés aux activités de financement pour l'exercice 2006 ont généré un produit de 350 k$ provenant de l'émission d'un effet à payer à Innergex II. Pour l'exercice 2005, la Société a reçu un produit provenant de l'émission d'actions de 6 k$, comparativement à néant en 2004 contrebalancé par un remboursement d'impôts de 273 k$.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Au cours des exercices 2004, 2005 et 2006, les décaissements liés aux activités d'investissement étaient principalement imputables aux ajouts aux immobilisations, sauf en 2005 où les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société découlaient d'une hausse de 2,1 M$ de distributions à recevoir d'Innergex II dans le cadre de la vente de la centrale Rutherford Creek. Pour les premiers semestres de 2007 et de 2006, les décaissements liés aux activités d'investissement ont totalisé 106 k$ et 160 k$, respectivement. Pour les exercices 2006, 2005 et 2004, les décaissements liés aux activités d'investissement ont totalisé 350 k$, 2,4 M$ et 46 k$, respectivement.

Au cours des premiers semestres de 2007 et de 2006, la Société a utilisé un montant de 203 k$ et généré un montant de 713 k$ au titre de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, respectivement. Aux 30 juin 2007 et 2006, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société se chiffraient à 320 k$ et à 1,0 M$, respectivement.

Au cours des exercices 2006, 2005 et 2004, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société ont augmenté de 207 k$, de 65 k$ et de 48 k$, respectivement. Aux 31 décembre 2006, 2005 et 2004, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se chiffraient à 524 k$, 316 k$ et 251 k$, respectivement.

Utilisation de la totalité du produit de financement

Au cours des premiers semestres de 2007 et de 2006, ainsi qu'au cours des exercices 2005 et 2004, la Société n'a pas obtenu de financement important. Au cours de l'exercice 2006, le Fonds a obtenu un financement de 350 k$ au moyen de l'émission d'un effet à payer à Innergex II et a utilisé le produit à des fins internes générales.

Gestion des risques

Pour les premiers semestres de 2007 et de 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004, la Société ne détenait aucune dette ni aucun placement en devises étrangères. Par conséquent, elle n'a utilisé aucun instrument financier dérivé pour gérer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt ou des taux de change.

Actif

Au 30 juin 2007, le total de l'actif de la Société, principalement composé d'un actif à court terme totalisant 2,8 M$, des distributions à recevoir d'Innergex II de 1,5 M$ et d'immobilisations de 603 k$, s'est élevé à 5,0 M$, comparativement à un total de l'actif de 3,8 M$ au 31 décembre 2006. Le total de l'actif au 31 décembre 2006 était essentiellement composé d'un actif à court terme totalisant 1,6 M$, des distributions à recevoir d'Innergex II de 1,5 M$ et d'immobilisations de 606 k$. Au 31 décembre 2005, le total de l'actif de la Société s'est établi à 3,3 M$ et était principalement composé d'un actif à court terme totalisant 1,3 M$, de distributions à recevoir d'Innergex II se chiffrant à 1,5 M$ et d'immobilisations se chiffrant à 445 k$.

Dette à long terme

Au 30 juin 2007 et au 31 décembre 2006, la dette à long terme de la Société se chiffrait à 600 k$, comparativement à 250 k$ au 31 décembre 2005. La dette à long terme est composée de deux effets à payer. Le premier effet, émis en 2003, se chiffre à 250 k$, est payable sur demande à un actionnaire et porte intérêt à un taux de 8 %. Le deuxième effet, émis en 2006, se chiffre à 350 k$, est payable à Innergex II, porte intérêt à un taux annuel de 8 % et ne comporte pas de modalités de remboursement. Ce deuxième effet ne devrait pas être remboursé dans un délai de un an.

Obligations contractuelles prévues au 30 juin 2007

Au 30 juin 2007, les obligations contractuelles comprenaient les versements futurs sur la dette à long terme (y compris la dette à l'endroit d'Innergex II), et les contrats de location-exploitation. Ces obligations se résument comme suit :

	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
			(en $)		
Dette à long terme	600 000	250 000	—	—	350 000
Intérêts sur la dette à long terme	556 000	38 000	84 000	56 000	378 000
Contrat de location-exploitation	1 948 868	419 946	1 259 838	269 084	—
Total des obligations contractuelles	3 104 868	707 946	1 343 838	325 084	728 000

Relations entre apparentés

Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation

En vertu de la convention de gestion, la Société est en droit de se faire rembourser les frais d'exploitation 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'IPC. Le montant annuel maximal pouvant être facturé pour ces services réguliers s'est établi à 887 k$ pour l'exercice 2007, à 874 k$ pour l'exercice 2006, à 753 k$ pour l'exercice 2005 et à 621 k$ pour l'exercice 2004. Des montants ont été facturés pour des acquisitions d'entreprises et des services additionnels non inclus dans les services réguliers. La Société a également le droit de percevoir des honoraires incitatifs annuels, lesquels sont établis en fonction des hausses de l'encaisse distribuable par part du Fonds. Lesdits honoraires incitatifs correspondent à 25 % des distributions annuelles par part du Fonds excédant 0,925 $ par part de fiducie compte non tenu, aux fins de l'établissement de la rémunération au rendement, de l'impôt payable par le Fonds puisque le Fonds est une « fiducie EIPD » en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu (Canada) ou de tout autre impôt semblable, imposé à l'occasion par les autorités fiscales provinciales. Pour le premier semestre de 2007, la Société a reçu des honoraires totalisant 961 k$, incluant un montant de 353 k$ lié aux acquisitions d'entreprises et aux services additionnels et un montant de 165 k$ au titre des honoraires incitatifs comparativement à 956 k$, 354 k$ et 165 k$, respectivement, pour le premier semestre de 2006. Pour l'exercice 2006, la Société a reçu des honoraires de 1,6 M$, incluant un montant de 406 k$ lié aux acquisitions d'entreprises et aux services additionnels et un montant de 329 k$ au titre des honoraires incitatifs. Pour l'exercice 2005, la Société a reçu des honoraires totalisant 996 k$, incluant un montant de 103 k$ lié aux acquisitions d'entreprises et aux services additionnels et un montant de 140 k$ au titre des honoraires incitatifs. Pour l'exercice 2004, la Société a reçu des honoraires totalisant 909 k$, incluant un montant de 244 k$ lié aux acquisitions d'entreprises et aux services additionnels et un montant de 44 k$ au titre des honoraires incitatifs.

	Semestres terminés les 30 juin		Exercices terminés les 31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
			(en $)		
Frais de gestion et frais accessoires reçus d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation					
Services réguliers	443 593	436 907	873 814	752 759	620 838
Frais liés aux acquisitions d'entreprises	272 381	327 760	327 760	20 557	223 305
Services additionnels	80 972	26 515	78 710	82 455	20 970
Honoraires incitatifs	164 533	164 532	329 065	139 886	44 160
Total	961 479	955 714	1 609 349	995 657	909 273

Innergex Énergie, Fonds de revenu

Aux termes de cette convention, la Société rend certains services administratifs et de soutien au 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 sous réserve d'une majoration annuelle correspondant au taux d'inflation de l'IPC. Pour les premiers semestres de 2007 et de 2006, la Société a reçu 54 k$. Le montant annuel maximal pouvant être facturé pour ces services réguliers s'est établi à 109 k$ pour l'exercice 2007, à 107 k$ pour l'exercice 2006, à 104 k$ pour l'exercice 2005 et à 102 k$ pour l'exercice 2004.

Innergex II

Tous les frais d'exploitation provenant d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation et du Fonds qui ne sont pas couverts par la Société sont facturés à Innergex II. Pour les premiers semestres de 2007 et de 2006, la Société a reçu 2,5 M$ et 2,0 M$, respectivement. La Société a reçu 4,5 M$ pour l'exercice 2006, 3,6 M$ pour l'exercice 2005 et 2,4 M$ pour l'exercice 2004.

Aux termes de l'entente relatif au partage des honoraires incitatifs reçus d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation, Innergex II a le droit de recevoir 27,5 % des honoraires incitatifs reçus par la Société en vertu de la convention de gestion conclue avec le Fonds. Pour les semestres de 2007 et de 2006, la Société a engagé un montant de 45 k$ à l'endroit d'Innergex II. La Société a engagé à l'endroit d'Innergex II un montant de 90 k$ pour l'exercice 2006, de 51 k$ pour l'exercice 2005 et de néant en 2004.

Événements postérieurs

Au cours du quatrième trimestre de 2007, Innergex Management Inc. a changé son nom pour Innergex énergie renouvelable inc. La Société prévoit réunir des capitaux supplémentaires au moyen du placement avant la fin de l'exercice aux fins présentées à la rubrique « Emploi du produit » dans le présent prospectus.

INNERGEX II

Le présent rapport de gestion vise à fournir au lecteur un aperçu de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie d'Innergex II pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004. Ce rapport de gestion devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés d'Innergex II pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et aux états financiers consolidés vérifiés pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004 ainsi qu'aux notes complémentaires s'y rapportant incluses dans le présent prospectus. Ces états financiers consolidés ont été préparés conformément aux PCGR du Canada. Innergex II présente ses résultats en dollars canadiens. Certains montants inclus dans le présent rapport de gestion sont arrondis afin d'en faciliter la lecture. Ces nombres arrondis peuvent avoir une incidence sur certains totaux. Ce rapport de gestion contient des énoncés prospectifs qui sont soumis à divers facteurs pouvant faire en sorte que les résultats diffèrent de façon importante des énoncés prospectifs. Les facteurs qui pourraient entraîner ces écarts ou y contribuer comprennent, entre autres, ceux présentés ci-dessous et ailleurs dans le présent prospectus, plus particulièrement aux rubriques « Risques et incertitudes » et « Énoncés prospectifs ».

Aperçu

Généralités

Innergex II est une fiducie à but restreint du Canada créée le 20 décembre 2001 et dont les activités sont limitées à la propriété, à la construction, à la mise en valeur, à l'exploitation et à l'acquisition d'actifs ou d'activités axés sur la production d'énergie.

Au 30 juin 2007, Innergex II détenait une participation dans deux centrales actives, soit la centrale Glen Miller d'une capacité de 8 MW dont l'exploitation commerciale a débuté en décembre 2005 et la centrale Baie-des-Sables d'une capacité de 109,5 MW dont l'exploitation commerciale a commencé en novembre 2006. À ce moment, Innergex II détenait également des participations dans des projets en cours de développement assortis d'un CAÉ et dans des projets en cours de construction d'une capacité totale de 174 MW comprenant les centrales Anse-à-Valleau, Umbata Falls et Ashlu Creek, dans 7 projets additionnels en cours de développement assortis d'un CAÉ à long terme d'une capacité totale de plus de 492 MW et dans 21 projets futurs d'une capacité totale de plus de 1 600 MW. La Société exploite et gère les centrales en vertu de conventions à long terme. Simultanément à la clôture du placement, la Société fera l'acquisition de l'ensemble des activités d'Innergex II, laquelle procèdera à la disposition des centrales Baie-des-Sables et

Anse-à-Valleau. Consulter la rubrique intitulée « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

Innergex II a conclu un accord de coopération avec le Fonds. L'accord de coopération donne au Fonds le droit de première offre si Innergex II vend n'importe lequel de ses projets énergétiques. Depuis 2004, Innergex II a vendu deux centrales au Fonds : la centrale Horseshoe Bend (9,5 MW) vendue en décembre 2004 et la centrale Rutherford Creek (49,9 MW) vendue en décembre 2005. Se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds — Convention de coopération ».

Principales estimations comptables

Les principales estimations comptables pour Innergex II sont liées à la perte de valeur d'actifs, aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, aux durées de vie utiles aux fins d'amortissement et aux impôts futurs. Les immobilisations corporelles, composées principalement de centrales électriques 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 20 ans pour les parcs éoliens et la période pendant laquelle Innergex II 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 commencement de leur exploitation commerciale jusqu'à la première date d'échéance des permis, des licences et des contrats de chaque centrale. D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés d'Innergex II qui sont inclus dans le présent prospectus.

Risques et incertitudes

Innergex II s'expose à divers risques d'entreprise et a décrit, ci-dessous et sous la rubrique « Facteurs de risques » présentée ailleurs dans ce prospectus, ceux considérés importants.

Construction et conception

Des délais et des dépassements de coûts peuvent survenir dans la construction de projets présents ou futurs entrepris par Innergex II. Un certain nombre de facteurs pourraient causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, des modifications des exigences techniques et de conception, le rendement des entrepreneurs, des interruptions de travail et de mauvaises conditions météorologiques. Même une fois achevée, une centrale peut ne pas fonctionner comme prévu en raison de défauts de conception ou de fabrication qui peuvent ne pas être couverts par des garanties. Un équipement ne se trouvant plus sous garantie pourrait avoir une panne mécanique, entraînant une perte de production ainsi que des coûts de réparation. Par ailleurs, si certains projets ne sont pas mis en exploitation commerciale dans les délais prévus dans leur CAÉ connexe, Innergex II pourrait devoir payer une pénalité ou le cocontractant d'Innergex II pourrait avoir le droit de mettre fin à ce CAÉ.

Développement de nouvelles centrales

Innergex II participe à la construction et au développement de nouvelles centrales électriques. Le rendement futur de ces centrales est plus incertain que celui de centrales actives déjà existantes dont le rendement antérieur est établi. Dans certains cas, de nombreux facteurs pouvant influer sur les coûts ne sont pas encore déterminés, comme les redevances à payer sur les terrains et sur l'eau de même que les taxes municipales. Innergex II est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution dans le cours du développement de ses nouvelles centrales. Si certaines de ces nouvelles centrales ne sont pas terminées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des coûts ou des taxes imprévus sont engagés, cela pourrait avoir une incidence négative sur Innergex II.

Exécution par les contreparties

Innergex II conclut des bons de commande avec des fournisseurs tiers portant sur des équipements de production pour les projets en cours de construction, lesquels nécessitent des dépôts préalablement à leur livraison. Des pertes de revenu, des retards de construction et une augmentation des coûts de construction surviendraient si un ou plusieurs de ces fournisseurs étaient incapables de respecter leurs obligations aux termes de ces contrats. Le défaut de tout fournisseur de respecter ses obligations envers Innergex II pourrait se traduire par l'incapacité pour Innergex II de respecter ses engagements et ainsi mener à un possible défaut aux termes des CAÉ.

Taux d'intérêt

Innergex II paie des intérêts sur sa dette à long terme et est ainsi exposée aux fluctuations des taux d'intérêt.

Principales données financières

	Semestres terminés les 30 juin		Exercices terminés les 31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
			(en $)		
Produits	6 384 712	1 780 425	4 377 007	3 523 084	6 863 290
Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu	(736 212)	5 020 419	937 686	12 374 663	563 333
Total de l'actif	247 614 541	133 481 272(1))	222 180 055	120 086 768	108 727 790(1))
Dette à long terme	95 167 000	16 000 000(1))	69 652 000	16 000 000	34 709 172(1))
Participation des porteurs de parts(2))	131 544 156	116 544 156(1))	131 544 156	101 544 156	65 325 000(1))
Capitaux propres négatifs	(3 345 841)	(3 315 497)(1))	(2 609 629)	(3 547 315)	(2 260 411)(1))

1) Les données du bilan au 31 décembre 2004 et au 30 juin 2006 sont tirées des états financiers vérifiés et non vérifiés historiques d'Innergex II qui ne sont pas inclus dans le présent prospectus.

2) Comprend la tranche à court terme de la distribution à payer sur les parts ordinaires.

Les résultats d'Innergex II ont connu d'importantes variations d'un exercice à l'autre en raison des différences dans le moment de l'exploitation commerciale des centrales, c'est-à-dire le moment où la centrale commence à générer de l'électricité et des produits, et dans le moment de la vente. Par conséquent, bien qu'Innergex II exerce ses activités dans trois secteurs isolables, soit a) la production hydroélectrique, b) la production d'électricité au moyen de parcs éoliens et c) le développement de sites et la construction, ces informations ne sont pas significatives pour le lecteur à ce stade de développement d'Innergex II.

Le total des actifs a augmenté à mesure que des projets ont été développés ou acquis. Plus précisément, les actifs ont augmenté en raison de projets construits comme les centrales Rutherford Creek, Glen Miller et Baie-des-Sables, et de projets en cours de construction comme la centrale Ashlu Creek et les projets Umbata Falls et Anse-à-Valleau. Le total de la dette à long terme a augmenté proportionnellement au total des actifs. Innergex II utilise le financement sans recours pour financer la construction de projets. Lorsque des actifs sont vendus, la dette est généralement prise en charge par le nouveau propriétaire ou remboursée à même le produit de la vente. Toutefois, le niveau d'endettement varie en fonction des besoins de financement et de la cession d'actifs.

Le tableau qui suit présente, pour chaque centrale, la puissance installée d'Innergex II sur une base proportionnelle, la date de début de la construction, la date ou la date prévue de commencement de l'exploitation commerciale, la date de la vente, s'il y a lieu, et les produits générés à chacune des périodes financières ci-dessous.

Information sur les projets

					Produits			
						Exercices terminés les 31 décembre		
	Puissance installée (MW)	Date de début de la construction	Date de mise en service	Date de la vente	Semestre terminé le 30 juin 2007	2006	2005	2004
Rutherford Creek(1))	25,0	08-2002	31-05-2004	15-12-2005	—	—	3 252 954$(6))	3 584 397$(8))
Horseshoe Bend	9,5	s.o.	1995	31-12-2004	—	—	—	3 278 893$
Glen Miller	8,0	01-2004	01-12-2005	—	1 407 092$	2 920 393$	219 517$(7))	—
Baie-des-Sables(2))	41,6	03-2006	22-11-2006	—	4 921 407$	1 256 650$(5))	—	—
Ashlu Creek	49,9	08-2006	2009	—	—	—	—	—
Umbata Falls(3))	11,3	06-2006	2008	—	—	—	—	—
Anse-à-Valleau(4))	38,2	10-2006	2007	—	—	—	—	—

1) Représente la participation de 50 % d'Innergex II dans la centrale Rutherford Creek d'une puissance de 49,9 MW

2) Représente la participation indirecte de 38 % d'Innergex II dans la centrale Baie-des-Sables d'une puissance de 109,5 MW

3) Représente la participation de 49 % d'Innergex II dans le projet Umbata Falls d'une puissance de 23 MW

4) Représente la participation indirecte de 38 % d'Innergex II dans la centrale Anse-à-Valleau d'une puissance de 100,5 MW

5) Pour les 40 derniers jours de 2006

6) Pour les 349 premiers jours de 2005, jusqu'à la disposition de la centrale.

7) Pour les 31 derniers jours de 2005

8) Pour 215 jours de 2004

Le texte qui suit décrit les principaux projets actifs ou qui étaient actifs et qui ont été vendus, ou encore qui étaient en cours de développement par Innergex II au cours des périodes considérées dans le présent rapport de gestion.

Centrales actives

Rutherford Creek

La centrale hydroélectrique Rutherford Creek est située près de Pemberton en Colombie-Britannique. La centrale a été développée en partenariat avec des investisseurs locaux de Colombie-Britannique. Innergex II détient une participation de 50 % dans la centrale Rutherford Creek. Un CAÉ d'une durée de 20 ans a été conclu avec BC Hydro, qui arrivera à échéance en 2024. La construction de cette centrale d'une puissance de 49,9 MW a commencé à l'automne 2002 et l'une des deux turbines a été mise en service le 31 mai 2004. La deuxième turbine a été installée et mise en service au cours de 2005. La perte de revenu occasionnée par ce retard a été compensée par les assurances et des dommages-intérêts fixés à l'avance payés par l'entrepreneur. On prévoit que la production moyenne à long terme de la centrale sera de 180 000 MWh par année. La centrale a été vendue au Fonds le 15 décembre 2005.

Horseshoe Bend

La centrale hydroélectrique Horseshoe Bend est située dans la ville de Horseshoe Bend, sur la rivière Payette, dans l'État de l'Idaho aux États-Unis. Cette centrale d'une puissance de 9,5 MW a été acquise par Innergex II le 19 juin 2003. Le CAÉ conclu avec Idaho Power Company arrivera à échéance en 2030. Les travaux de réfection et de dessablage de la prise d'eau réalisés en 2004 et 2005 ont entraîné une augmentation de la production moyenne à long terme prévue à 46 800 MWh par année. La centrale Horseshoe Bend a été vendue au Fonds le 31 décembre 2004.

Glen Miller

La centrale Glen Miller est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 8 MW située sur la rivière Trent à Trenton, en Ontario. Elle a été construite sur le site d'une ancienne usine de papier et d'une petite centrale électrique exploitées par Sonoco Canada Corporation jusqu'en octobre 2001. La construction de la centrale Glen Miller a commencé en janvier 2004 et s'est terminée en décembre 2005. Les coûts de construction de la centrale Glen Miller se sont élevés à environ 22,5 M$. Le CAÉ conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario pour la centrale Glen Miller arrivera à échéance en 2025.

Baie-des-Sables

La centrale Baie-des-Sables est située à Baie-des-Sables et à Métis-sur-Mer, près de Matane, au Québec. Le parc éolien compte 73 éoliennes et sa puissance installée totale s'élève à 109,5 MW. La centrale a été développée par Cartier Wind Energy, dans laquelle Innergex II détient une participation de 38 %. La construction a commencé en mars 2006, et la centrale a été mise en service conformément au calendrier et au budget prévus le 22 novembre 2006. La centrale Baie-des-Sables devrait produire en moyenne 298 317 MWh par année. Le CAÉ conclu entre la centrale Baie-des-Sables et Hydro-Québec arrivera à échéance en 2026. Pour les neuf premiers mois de 2007, la centrale Baie-des-Sables a enregistré une production de 13,8 % supérieure aux prévisions à long terme de la centrale en raison de vents proportionnellement plus forts que prévu au cours de cette période. Innergex II disposera de la centrale Baie-des-Sables à la clôture du placement. Consulter la rubrique intitulée « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

Projets en cours de construction

Ashlu Creek

Le projet Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique projetée au fil de l'eau ayant une capacité nominale de 49,9 MW et une production annuelle d'énergie estimée à 265 000 MWh. Le projet est situé sur la crique Ashlu, un affluent de la rivière Squamish, environ 35 km au nord-ouest de Squamish, en Colombie-Britannique. La construction du projet Ashlu Creek a commencé en août 2006 et le début de l'exploitation commerciale est prévu pour février 2009. L'équipement de production électrique du projet Ashlu Creek devrait se composer de trois turbines Francis de 16,6 MW. Le projet Ashlu Creek a conclu un CAÉ d'une durée de 20 ans avec BC Hydro qui arrivera à échéance 20 ans après le début de l'exploitation commerciale.

Umbata Falls

Le projet Umbata Falls est une centrale hydroélectrique projetée au fil de l'eau ayant une puissance installée prévue de 23 MW et une production annuelle estimée à 109 102 MWh. Le projet est situé sur la rivière White, un affluent du Lac Supérieur, environ 30 km au sud-est de Marathon, en Ontario. La centrale est développée en partenariat avec la Première nation des Ojibways de la rivière Pic. Innergex II détient une participation de 49 % dans la centrale. La construction du projet Umbata Falls a commencé en juin 2006 et le début de son exploitation commerciale est prévu pour juillet 2008. L'équipement de production électrique sera composé de deux turbines Sam Kaplan à axe horizontal de 11,8 MW ayant un débit nominal combiné de 75 mètres cube par seconde. Le projet Umbata Falls a conclu un CAÉ d'une durée de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario qui arrivera à échéance 20 ans après le début de l'exploitation commerciale.

Anse-à-Valleau

La centrale Anse-à-Valleau est un parc éolien de 100,5 MW situé à Anse-à-Valleau, au Québec, dans lequel Innergex II a une participation de 38 % par l'entremise de Cartier Wind Energy. La construction de la centrale Anse-à-Valleau a commencé en octobre 2006 et devrait se terminer en novembre 2007. Le parc éolien devrait produire en moyenne 298 000 MWh par année. La centrale Anse-à-Valleau a conclu un CAÉ avec Hydro-Québec qui arrivera à échéance 20 ans après le début de l'exploitation commerciale. Innergex II disposera de la centrale Anse-à-Valleau à la clôture du placement. Consulter la rubrique intitulée « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

Pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006

Résultats d'exploitation

Les résultats d'exploitation d'Innergex II pour le semestre de 2007 sont comparés ci-dessous aux résultats d'exploitation de la période correspondante en 2006.

Produits

Les produits proviennent essentiellement de la vente d'électricité des projets actifs. Innergex II reçoit également des frais de gestion et des distributions des coentreprises et a le droit de recevoir une partie des honoraires incitatifs que le Fonds verse à la Société.

Au cours du premier semestre de 2007, Innergex II a enregistré des produits de 6,4 M$, comparativement à des produits de 1,8 M$ pour la période correspondante de 2006. Cette hausse est principalement attribuable à l'apport de la centrale Baie-des-Sables dont l'exploitation commerciale a commencé le 22 novembre 2006. Au cours du premier semestre de 2007, la situation hydrologique de la centrale Glen Miller a été inférieure à la moyenne à long terme prévue mais a été comparable à celle de la période correspondante de 2006. Pour le semestre, le régime éolien de la centrale Baie-des-Sables était 8 % supérieur à la moyenne à long terme prévue. Pour le semestre terminé le 30 juin 2007, les centrales d'Innergex II ont produit 86 301 MWh d'énergie, comparativement à 25 304 MWh pour le semestre correspondant de 2006.

	Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006
	(en $)	
Produits		
Glen Miller	1 407 092	1 683 895
Baie-des-Sables(1)	4 921 407	—
Frais de gestion	56 213	96 530
Total	6 384 712	1 780 425

1) Représente la participation de 38 % d'Innergex II dans cette centrale.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation étaient constituées principalement des salaires des opérateurs, des droits relatifs à l'eau, des redevances, des primes d'assurance, des impôts et des impôts fonciers. La variation des charges d'exploitation était directement liée à l'ajout d'une centrale active d'Innergex II au cours de cette période, soit la centrale Baie-des-Sables.

Pour le premier semestre de 2007, les charges d'exploitation ont totalisé 710 k$, une augmentation de 540 k$ par rapport à la période correspondante de 2006. Cette hausse est attribuable essentiellement à la centrale Baie-des-Sables qui est en exploitation depuis le 22 novembre 2006, tandis que seule la centrale Glen Miller était en exploitation au cours de la période correspondante de 2006.

Frais généraux et administratifs

Pour le premier semestre de 2007, les frais généraux et administratifs se sont élevés à 393 k$, comparativement à 186 k$ pour le premier semestre de 2006.

Intérêts débiteurs

Au cours du premier semestre de 2007, Innergex II a engagé des intérêts débiteurs de 2,1 M$ à l'égard de sa dette à long terme et de sa marge de crédit bancaire, comparativement à 446 k$ pour le semestre correspondant de 2006. Cette hausse découle du nombre accru de projets en cours de développement ou de construction.

Pour les premiers semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006, les intérêts débiteurs sur les billets à ordre se sont chiffrés à 4,7 M$ et 3,5 M$, respectivement, dont une tranche de 3,8 M$ et de 2,7 M$, respectivement, a été capitalisée au titre des coûts liés au développement de projets.

Amortissement

L'amortissement a totalisé 2,4 M$ pour le premier semestre de 2007, comparativement à 543 k$ pour le semestre correspondant de 2006. Cette augmentation s'explique principalement par l'ajout de la centrale Baie-des-Sables.

Autres produits et charges

Pour le premier semestre de 2007, Innergex II a comptabilisé une radiation de 5,3 M$ (néant au premier semestre de 2006) au titre des coûts liés au développement de projets et des frais reportés, en raison de projets prometteurs en cours de développement qui ont été abandonnés par Innergex II ou dont la valeur économique a décliné. Innergex II a enregistré un gain sur les instruments financiers dérivés de 3,9 M$ pour le premier semestre de 2007, comparativement à un gain de 5,2 M$ pour la période correspondante de 2006.

(Perte nette) bénéfice net et résultat étendu

Malgré l'augmentation des produits au premier semestre de 2007 par rapport au semestre correspondant de 2006, Innergex II a enregistré une perte nette de 736 k$, comparativement à un bénéfice net de 5,0 M$ pour le semestre correspondant de 2006. Cet

écart est essentiellement attribuable à la radiation de coûts liés au développement de projets et de frais reportés relativement à des projets en cours de développement abandonnés par Innergex II au cours du semestre.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005

Résultats d'exploitation

Les résultats d'exploitation d'Innergex II pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 sont comparés ci-dessous aux résultats d'exploitation de la période correspondante en 2005.

Produits

Les produits proviennent essentiellement de la vente d'électricité des projets actifs. Innergex II a également reçu des frais de gestion et des distributions des coentreprises et avait le droit de recevoir une partie des honoraires incitatifs que le Fonds verse à la Société.

Pour l'exercice 2006, Innergex II a enregistré des produits de 4,4 M$, comparativement à des produits de 3,5 M$ pour la période correspondante de 2005. En 2006, les produits ont été générés principalement par la centrale Glen Miller et, dans une moindre mesure, par la centrale Baie-des-Sables qui a été mise en service le 22 novembre 2006. En 2005, les produits générés par Innergex II étaient tirés de l'énergie produite à la centrale Rutherford Creek jusqu'à ce qu'elle soit vendue le 15 décembre 2005 et, dans une moindre mesure, à la centrale Glen Miller qui a été mise en service le 1er décembre 2005.

Pour l'exercice 2006, la quantité d'énergie produite aux centrales Glen Miller et Baie-des-Sables a été supérieure aux moyennes à long terme prévues. En 2006, Innergex II a tiré profit de l'énergie hydroélectrique produite par la centrale Glen Miller et des 40 jours de production de la centrale Baie-des-Sables, pour une production totale de 62 987 MWh, comparativement à une production totale de 61 520 MWh en 2005. Pour 2005, Innergex II a compté sur la production de la centrale Rutherford Creek pendant 349 jours et sur la production de la centrale Glen Miller pendant 31 jours. La production inférieure aux prévisions enregistrée à la centrale Rutherford Creek découle du retard de la mise en service de la deuxième turbine. Ce retard a été couvert par l'assurance et les dommages-intérêts fixés à l'avance payés par l'entrepreneur, dont le produit a été comptabilisé à titre de produits à l'état consolidé des résultats.

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	**2005**
	(en $)	
Produits		
Glen Miller	2 920 393	219 517(3)
Baie-des-Sables(1)	1 256 650(4))	—
Rutherford Creek(2)	—	3 252 954(5)
Frais de gestion	199 964	50 613
Total	4 377 007	3 523 084

1) Représente la participation de 38 % d'Innergex II dans la centrale.

2) Représente la participation de 50 % d'Innergex II dans la centrale.

3) Pour les 31 derniers jours de 2005.

4) Pour les 40 derniers jours de 2006.

5) Pour les 349 premiers jours de 2005 jusqu'à la disposition de la centrale Rutherford Creek.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des droits relatifs à l'eau, des redevances, des primes d'assurance, des impôts et des impôts fonciers. La variation des charges d'exploitation est directement liée aux centrales d'Innergex II en exploitation au cours de l'exercice.

Pour l'exercice 2006, les charges d'exploitation ont totalisé 425 k$, comparativement à 789 k$ en 2005. Cet écart est attribuable à la participation de la centrale Rutherford Creek qui a été en production pendant 349 jours en 2005 avant d'être vendue.

Frais généraux et administratifs

Pour l'exercice 2006, Innergex II a comptabilisé des frais généraux et administratifs de 440 k$, comparativement à 539 k$ en 2005.

Intérêts débiteurs

Au cours de 2006, l'emprunt sans recours de la centrale Glen Miller et, pendant une courte période, l'emprunt sans recours de la centrale Baie-des-Sables étaient non réglés. Pendant presque tout l'exercice 2005, l'emprunt sans recours de la centrale Rutherford Creek et l'emprunt sans recours de la centrale Glen Miller étaient non réglés. Ces différents niveaux d'endettement expliquent la variation des intérêts débiteurs. En 2006, Innergex II a engagé des intérêts débiteurs de 1,2 M$ à l'égard de sa dette à long terme et de son emprunt bancaire, comparativement à 1,8 M$ en 2005.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les intérêts débiteurs sur les billets à ordre se sont établis à 8,0 M$, comparativement à 4,8 M$ en 2005. De ces montants, une tranche de 6,4 M$ et de 3,5 M$ a été capitalisée au titre des coûts liés au développement de projets.

Amortissement

L'amortissement s'est chiffré à 1,4 M$ en 2006, comparativement à 1,3 M$ en 2005. Les charges encourues en 2006 étaient principalement liées aux centrales Glen Miller et Baie-des-Sables tandis que les charges de 2005 avaient essentiellement trait à la centrale Rutherford Creek.

Autres produits et charges

En 2006, Innergex II a radié des coûts liés au développement de projets et des frais reportés totalisant 592 k$, comparativement à 2,8 M$ en 2005. Ces radiations sont liées à des projets en cours de développement abandonnés par Innergex II dont la valeur économique a décliné. Innergex II a enregistré un gain de 2,0 M$ à la cession de placements attribuable au produit additionnel reçu à la disposition de la centrale Rutherford Creek pour le règlement du produit de l'assurance. En comparaison, en 2005, Innergex II a comptabilisé un gain de 18,3 M$ principalement lié à la vente de la centrale Rutherford Creek. Innergex II a constaté une perte de 288 k$ sur les instruments financiers dérivés en 2006, comparativement à une perte de 1,3 M$ en 2005.

Bénéfice net et résultat étendu

Pour l'exercice 2006, Innergex II a enregistré un bénéfice net de 938 k$. En 2005, Innergex II a constaté un bénéfice net de 12,4 M$ attribuable essentiellement à un gain à la cession de placements de 18,3 M$ réalisé suite à la vente de la centrale Rutherford Creek le 15 décembre 2005.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004

Résultats d'exploitation

Les résultats d'exploitation d'Innergex II pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 sont comparés ci-dessous aux résultats d'exploitation de la période correspondante en 2004.

Produits

Pour l'exercice 2005, Innergex II a enregistré des produits de 3,5 M$, comparativement à des produits de 6,9 M$ pour la période correspondante de 2004. En 2005, les produits sont principalement liés à l'apport de la centrale Rutherford Creek. En 2004, Innergex II a tiré profit de l'apport de la centrale Rutherford Creek à partir du 31 mai 2004 et de la centrale Horseshoe Bend pendant tout l'exercice.

Pour l'exercice 2005, la quantité d'énergie produite aux centrales Glen Miller (31 jours) et Rutherford Creek (349 jours) totalisait 61 520 MWh. En comparaison, en 2004, la quantité d'énergie produite aux centrales Rutherford Creek (215 jours) et Horseshoe Bend

a totalisé 91 845 MWh. Un incident couvert par les assurances qui s'est produit à la centrale Rutherford Creek a retardé l'installation de la deuxième turbine pendant tout le reste de 2004 et une bonne partie de 2005. Le produit de l'assurance et les dommages-intérêts fixés à l'avance payés par l'entrepreneur ont compensé pour la perte de revenus subie par le projet.

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004
	(en $)	
Produits		
Glen Miller	219 517(2)	—
Rutherford Creek(1)	3 252 954(3)	3 584 397(4)
Horseshoe Bend	—	3 278 893
Frais de gestion	50 613	—
Total	3 523 084	6 863 290

1) Représente la participation de 50 % d'Innergex II dans la centrale

2) Pour les 31 derniers jours de 2005

3) Pour les 349 premiers jours de 2005 jusqu'à la cession de la centrale Rutherford Creek

4) Pour 215 jours au cours de 2004

Charges

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation étaient principalement constituées des salaires des opérateurs, des droits relatifs à l'eau, des redevances, des primes d'assurance, des impôts et des impôts fonciers. La variation des charges d'exploitation était directement liée aux centrales d'Innergex II en exploitation au cours de l'exercice.

Pour l'exercice 2005, les charges d'exploitation ont totalisé 789 k$ et étaient liées aux activités des centrales Glen Miller et Rutherford Creek. En comparaison les charges d'exploitation se sont élevées à 3,1 M$ en 2004 et étaient liées aux activités des centrales Rutherford Creek et Horseshoe Bend. Les charges d'exploitation exceptionnellement élevées enregistrées en 2004 s'expliquent par les travaux de dessablage du canal de prise d'eau de la centrale Horseshoe Bend.

Frais généraux et administratifs

Pour l'exercice 2005, Innergex II a comptabilisé des frais généraux et administratifs de 539 k$, comparativement à 578 k$ en 2004.

Intérêts débiteurs

Au cours de l'exercice 2005, les intérêts débiteurs sur la dette à long terme et l'emprunt bancaire se sont établis à 1,8 M$, comparativement à 994 k$ en 2004. Au cours de 2005, la dette liée aux centrales Rutherford Creek et Glen Miller étaient toutes deux non réglées tandis qu'en 2004, seule la dette liée à la centrale Rutherford Creek était non réglée.

Au 31 décembre 2005, des billets à ordre d'un montant de 87,9 M$ étaient émis et en circulation. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, les intérêts débiteurs sur les billets à ordre se sont chiffrés à 4,8 M$, comparativement à 3,7 M$ en 2004. De ces montants, une tranche de 3,5 M$ et de 2,2 M$, respectivement, a été capitalisée au titre des coûts liés au développement de projets.

Amortissement

L'amortissement s'est chiffré à 1,3 M$ en 2005, comparativement à 1,1 M$ en 2004. L'amortissement de 2005 et de 2004 a principalement trait à la centrale Rutherford Creek.

Autres produits et charges

En 2005, Innergex II a comptabilisé une radiation de coûts liés au développement de projets et de frais reportés de 2,8 M$, comparativement à une radiation de 18 k$ en 2004. Innergex II a enregistré un gain de 18,3 M$ en 2005 suite à la vente de la centrale Rutherford Creek le 15 décembre 2005. En 2004, Innergex II a enregistré un gain à la cession de placements de 684 k$ relativement à la vente de la centrale Horseshoe Bend. En 2005, Innergex II a constaté une perte de 1,3 M$ sur les instruments financiers dérivés, comparativement à une perte de 199 k$ en 2004.

Bénéfice net et résultat étendu

En 2005, Innergex II a enregistré un bénéfice net de 12,4 M$ attribuable essentiellement à un gain à la cession de placements de 18,3 M$ réalisé suite à la vente de la centrale Rutherford Creek le 15 décembre 2005. En 2004, Innergex II a constaté un bénéfice net de 563 k$.

Situation de trésorerie et sources de financement

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le premier semestre de 2007, Innergex II a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 18,5 M$, comparativement à des flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation de 4,3 M$ pour le semestre correspondant de 2006. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation est la principale raison de cette augmentation. En 2007, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a entraîné une augmentation de 15,5 M$ des flux de trésorerie, essentiellement en raison de la baisse des débiteurs. En 2006, les débiteurs étaient légalement liés à la centrale Baie-des-Sables. Pour le premier semestre de 2006, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a entraîné une baisse de 4,7 M$ des flux de trésorerie, principalement en raison d'une diminution des créditeurs et charges à payer, et d'une augmentation des débiteurs.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation se sont élevés à 3,3 M$, comparativement à des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 7,7 M$ en 2005. Cet écart s'explique essentiellement par la baisse du bénéfice net de 2006 par rapport à 2005 (938 k$ en 2006 et 12,4 M$ en 2005) en raison d'un gain à la cession de placements de 2 M$ en 2006, comparativement à un gain de 18,3 M$ en 2005. De plus, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation a entrainé une diminution de 4,6 M$ des flux de trésorerie en 2006, principalement imputable à une augmentation des débiteurs qui a été partiellement contrebalancée par une hausse des créditeurs et charges à payer. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a entraîné une hausse de 9,5 M$ des flux de trésorerie.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, Innergex II a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 7,7 M$, comparativement à 3,0 M$ en 2004. Cet écart s'explique essentiellement par l'augmentation du bénéfice net en 2005 par rapport à 2004 (12,4 M$ en 2005 et 563 k$ en 2004) en raison d'un gain à la cession de placements de 18,3 M$ en 2005, comparativement à un gain de 684 k$ en 2004. De plus, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation a entraîné une augmentation de 9,5 M$ des flux de trésorerie en 2005, principalement attribuable à une augmentation des distributions à payer sur les parts et des créditeurs et charges à payer, qui a été réduite par une hausse des débiteurs et une diminution des distributions à payer sur les parts privilégiées. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a entraîné une augmentation de 2,0 M$ des flux de trésorerie.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le premier semestre de 2007, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont élevés à 26,5 M$. Ce montant inclut l'augmentation de 1,0 M$ de l'emprunt bancaire et l'augmentation de 25,5 M$ de la dette à long terme et a trait à la construction des centrales Umbata Falls et Ashlu Creek. Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le semestre terminé le 30 juin 2006 se sont élevés à 15,0 M$ en raison de l'émission des billets à ordre additionnels.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont élevés à 91,2 M$. Ce montant inclut un emprunt bancaire de 7,0 M$, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 523 k$, un produit de 53,7 M$ tiré de la dette à long terme relativement à la centrale Baie-des-Sables et 30,0 M$ en billets à ordre additionnels.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour l'exercice 2005 se sont établis à 20,7 M$ et provenaient d'une augmentation de 37,5 M$ des billets à ordre et d'un produit de 11,8 M$ tiré de la dette à long terme, lesquels ont été partiellement

contrebalancés par le rachat de parts privilégiées pour un montant de 14,9 M$ et la distribution de 13,7 M$ sur les parts ordinaires. Le rachat de parts et la distribution découlent de la vente de la centrale Rutherford Creek.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont établis à 25,8 M$. Ce montant inclut un montant de 3,0 M$ pour le rachat de parts privilégiées, un produit de 10,8 M$ tiré de l'émission de la dette à long terme et une augmentation de 12,0 M$ des billets à ordre.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour le premier semestre de 2007, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 38,7 M$ et sont principalement imputables aux coûts additionnels liés au développement de projets essentiellement en lien avec les projets de développement Ashlu Creek, Anse-à-Valleau et Umbata Falls. Pour la période correspondante de 2006, les décaissements liés aux activités d'investissement ont totalisé 22,6 M$ et étaient principalement imputables aux coûts additionnels liés au développement de projets et à une augmentation des fonds détenus en fiducie.

Pour l'exercice 2006, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont totalisé 110,9 M$ et sont principalement attribuables aux ajouts de 103,8 M$ aux coûts liés au développement de projets et de 12,6 M$ aux actifs incorporels pour les projets en cours de développement ou de construction, lesquels ont été partiellement contrebalancés par une diminution des fonds détenus en fiducie découlant de l'utilisation de la marge de crédit bancaire pour remplacer le nantissement en espèces impayé relativement à l'émission de lettres de crédit.

Pour l'exercice 2005, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont totalisé 8,3 M$. Ce montant s'explique par les ajouts aux coûts liés au développement de projets et par une augmentation des fonds détenus en fiducie, qui ont été partiellement contrebalancés par le produit tiré de la cession de la centrale Rutherford Creek.

En 2004, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont totalisé 25,0 M$ et sont principalement imputables aux coûts additionnels liés au développement de projets et à l'augmentation des fonds détenus en fiducie, qui ont été partiellement contrebalancés par la cession de la centrale Horseshoe Bend.

Au cours des premiers semestres de 2007 et 2006, le Fonds a généré un montant de 6,4 M$ et a utilisé un montant de 11,9 M$ en trésorerie et en équivalents de trésorerie, respectivement. Aux 30 juin 2007 et 2006, la trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Innergex II s'élevaient à 15,3 M$ et 20,1 M$, respectivement.

Au cours des exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué de 23,1 M$, augmenté de 20,1 M$ et augmenté de 3,1 M$, respectivement. Aux 31 décembre 2006, 2005 et 2004, la trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Innergex II s'élevaient à 8,9 M$, 32,0 M$ et 11,9 M$, respectivement.

Gestion des risques

Innergex II utilise des contrats à terme de gré à gré sur taux d'intérêt, comptabilisés à titre d'instruments financiers dérivés dans le bilan, pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt. Étant donné que ces instruments financiers sont conclus avec des institutions financières canadiennes reconnues, Innergex II considère le risque d'illiquidité comme étant faible. Innergex II ne détient ni n'émet d'instruments financiers aux fins de spéculation. Au 30 juin 2007, Innergex II avait des instruments financiers dérivés d'un montant nominal de 100,0 M$ dont la juste valeur de marché s'établissait à 3,6 M$. Au 31 décembre 2006, Innergex II avait des instruments financiers dérivés d'un montant nominal de 63,8 M$ ayant une juste valeur de marché négative de 154 k$. Au 31 décembre 2005, Innergex II avait des instruments financiers dérivés d'un montant nominal de 50,0 M$ dont la juste valeur de marché s'établissait à 134 k$.

Actif

Au 30 juin 2007, le total de l'actif d'Innergex II, principalement composé d'un actif à court terme (26,7 M$), de coûts liés au développement de projets (107,8 M$), d'immobilisations corporelles (85,8 M$) et d'actifs incorporels (18,0 M$), s'est élevé à 247,6 M$. Au 31 décembre 2006, le total de l'actif d'Innergex II, principalement composé de l'actif à court terme (32,4 M$), d'immobilisations corporelles (87,6 M$), de coûts liés au développement de projets (69,2 M$) et d'actifs incorporels (18,1 M$), s'est élevé à 222,2 M$. Au 31 décembre 2005, le total de l'actif d'Innergex II, principalement composé de l'actif à court terme (41,2 M$), d'immobilisations corporelles (19,0 M$), de coûts liés au développement de projets (36,2 M$) et de fonds détenus en fiducie

(11,0 M$), s'est élevé à 120,1 M$. Innergex II estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour répondre à tous ses besoins. S'il y a lieu, Innergex II peut utiliser sa marge de crédit.

Dette à long terme

Au 30 juin 2007, Innergex II avait à sa disposition une marge de crédit pouvant aller jusqu'à 30,0 M$ (20,0 M$ après le 15 août 2007) afin d'émettre des lettres de crédit et de répondre à d'autres besoins de financement à court terme. Au 30 juin 2007, la dette à long terme était constituée d'un emprunt à terme sans recours de 17,0 M$ arrivant à échéance en 2011 et lié à la centrale Glen Miller, d'un emprunt à terme sans recours de 52,7 M$ arrivant à échéance en 2026 et lié à la centrale Baie-des-Sables, d'un emprunt à la construction de 11,5 M$ devant être converti en un emprunt à terme de 5 ans à la fin de la construction du projet Umbata Falls et d'un emprunt à la construction de 14,0 M$ devant être converti en un emprunt à terme de 15 ans après la période de construction de la centrale Ashlu Creek. Le total des engagements disponibles aux termes des emprunts à la construction sans recours pour la centrale Umbata Falls et le projet Ashlu Creek se chiffre à 51,0 M$ et 110,0 M$, respectivement.

Au 30 juin 2007, la dette à long terme s'élevait à 95,2 M$, comparativement à 69,7 M$ au 31 décembre 2006 et à 16,0 M$ au 31 décembre 2005. Cette augmentation de la dette à long terme en 2007 et 2006 est principalement imputable à la dette additionnelle contractée pour les projets Ashlu Creek et Umbata Falls et pour la centrale Baie-des-Sables.

Les porteurs de parts d'Innergex II obtiennent des fonds pour le développement de projets principalement au moyen de billets à ordre émis par Innergex II qui portent intérêt au taux de 8 % par année et dont le capital arrive à échéance 20 ans après l'émission. Au 30 juin 2007 et au 31 décembre 2006, un montant en capital de 117,9 M$ en billets à ordre étaient émis et en circulation, comparativement à 87,9 M$ au 31 décembre 2005.

Obligations contractuelles prévues au 30 juin 2007

Au 30 juin 2007, les obligations contractuelles importantes comprenaient les paiements futurs aux termes des arrangements de dette à long terme (y compris l'emprunt sans recours lié au projet), les arrangements au titre des contrats de location-acquisition et des contrats de location-exploitation, et les obligations d'achat et contractuelles. Ces obligations sont présentées dans le tableau qui suit.

	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
			(en $)		
ette à long terme	95 167 000	1 104 476	23 974 494	5 886 621	64 201 409
llets à ordre	117 875 000	—	—	—	117 875 000
térêts sur la dette à long terme	56 667 886	5 002 803	16 757 237	8 183 690	26 724 156
térêts sur les billets à ordre	168 082 000	9 430 000	28 290 000	18 860 000	111 502 000
ontrats de ocation-exploitation	3 350 708	86 700	270 643	189 571	2 803 794
bligations contractuelles(1)	163 663 097	94 103 061	68 240 029	1 320 007	—
otal des obligations contractuelles	604 805 691	109 727 040	137 532 403	34 439 889	323 106 359

1) Les autres obligations à long terme, y compris les obligations en vertu de divers contrats, comprennent principalement des contrats d'approvisionnement et des contrats de construction liés à la construction des projets d'Innergex II.

Si elles ne sont pas respectées, certaines conditions financières et non financières contenues dans les conventions de crédit conclues avec certaines filiales d'Innergex II pourraient limiter la capacité de ces filiales à transférer des sommes vers Innergex II. Ces restrictions pourraient avoir une incidence négative sur la capacité d'Innergex II à respecter ses obligations. Au cours des premiers semestres de 2007 et de 2006 et de l'exercice 2006 et 2005, Innergex II et ses filiales ont respecté à toutes les conditions financières et non financières liées à leurs conventions de crédit.

Opérations entre apparentés

La Société

Innergex II a retenu les services de la Société aux termes d'une convention de gestion. Pour les premiers semestres de 2007 et de 2006, Innergex II a engagé 2,5 M$ et 2,0 M$, respectivement, pour les services rendus aux termes de la convention. En 2006, 2005 et 2004, Innergex II a engagé 4,5 M$, 3,6 M$ et 2,4 M$, respectivement, pour les services rendus aux termes de la convention. Pour les

premiers semestres de 2007 et de 2006, Innergex II a reçu des honoraires incitatifs de la Société se chiffrant à 45 k$. Pour les exercices 2006, 2005 et 2004, Innergex II a reçu des honoraires incitatifs totalisant 90 k$, 51 k$ et néant, respectivement.

Porteurs de parts

Au cours du semestre terminé le 30 juin 2007, les porteurs de parts d'Innergex II ont reçu des intérêts sur les billets à ordre totalisant 4,7 M$, comparativement à 3,5 M$ pour la période correspondante de 2006. L'intérêt sur les billets à ordre pour les exercices 2006, 2005 et 2004, s'est chiffré à 8,0 M$, 4,8 M$ et 3,7 M$, respectivement. Les parts privilégiées ont été entièrement rachetées le 22 novembre 2005. Les distributions sur les parts privilégiées pour les exercices 2005 et 2004 se sont établies à 1,3 M$ et 1,0 M$, respectivement.

Événements postérieurs

Innergex II a conclu une entente pour vendre au Fonds la totalité de sa participation directe et indirecte dans les centrales Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau simultanément à la clôture du placement moyennant un prix d'achat total de 172,9 M$. Le prix d'achat à payer à la Société sera finalement réglé au moyen de l'émission par le Fonds d'environ 4,7 millions de parts à l'intention de la Société et de la prise en charge par le Fonds d'environ 107,6 M$ en dettes sans recours qui devraient être en cours au 31 décembre 2007. Se reporter aux rubriques « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement » et « Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe ».

Modifications comptables

La Société et Innergex II sont assujetties à ces nouveaux chapitres pour l'exercice ouvert à compter du 1er janvier 2007. La Société estime que l'adoption de ces nouveaux chapitres n'aura aucune incidence importante sur ses états financiers.

Le chapitre 3855, intitulé *Instruments financiers — comptabilisation et évaluation*, s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er octobre 2006. Ce chapitre établit les normes de comptabilisation et d'évaluation des instruments financiers dans le bilan et les normes de présentation des gains et des pertes dans les états financiers. En vertu de cette nouvelle norme, les actifs et les passifs financiers sont initialement comptabilisés à leur juste valeur. Par la suite, les instruments financiers qui sont classés à titre d'actifs financiers disponibles à la vente, d'actifs financiers détenus aux fins de négociation et d'instruments financiers dérivés, qui font partie ou non d'une relation de couverture, doivent être évalués à leur juste valeur dans le bilan à chaque date de clôture, tandis que les autres instruments financiers sont évalués au coût après amortissement au moyen de la méthode des intérêts effectifs.

Le chapitre 1530, intitulé *Résultat étendu*, s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er octobre 2006. Ce chapitre établit des normes d'information et de présentation concernant le résultat étendu et ses composantes. Le résultat étendu représente la variation des capitaux propres découlant d'opérations autres que celles résultant des placements des porteurs de parts et des distributions aux porteurs de parts. Ces opérations et événements comprennent les gains et les pertes non réalisés résultant de la variation de la juste valeur de certains instruments financiers.

Le chapitre 3865, intitulé *Couvertures*, s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er octobre 2006. Ce chapitre établit des normes qui précisent quand et comment on peut appliquer la comptabilité de couverture, ainsi que les obligations d'information. La comptabilité de couverture permet de comptabiliser les gains, les pertes, les produits et les charges découlant des instruments financiers au cours de la même période que les gains, les pertes, les produits et les charges de l'élément couvert. Innergex II n'a désigné aucun de ses instruments dérivés à titre de couverture aux fins comptables.

Le chapitre 3251, intitulé *Capitaux propres*, remplace le chapitre 3250, intitulé *Surplus*, et s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er octobre 2006. Ce chapitre décrit les changements dans la façon de présenter les capitaux propres et les variations des capitaux propres en raison des nouvelles exigences du chapitre 1530, intitulé *Résultat étendu*. Au moment de l'adoption de ce chapitre, les états financiers comprendront un état du résultat étendu.

DIVIDENDES

Politique en matière de dividendes

La déclaration et le paiement de dividendes sur les actions de la société sont au gré du conseil d'administration. Le conseil d'administration décidera si des dividendes doivent être payés à l'avenir en fonction des circonstances pertinentes, notamment l'opportunité de financer de nouveau la croissance de la société et la situation financière de la société.

Dividendes passés

À l'égard de la période de 12 mois avant la clôture du placement, la société a déclaré et payé ou prévoit déclarer et payer les dividendes suivants : i) un dividende d'un montant total de 2 248 208 $, se rapportant aux gains réalisés par Innergex II aux termes de la vente de la centrale hydroélectrique Rutherford Creek en décembre 2005 et de la rémunération au rendement gagnée par la société; et ii) un dividende d'un montant total de 3 781 079 $ se rapportant aux gains devant être réalisés par Innergex II aux termes de la vente de ses participations dans la centrale Baie-des-Sables et dans la centrale Anse-à-Valleau au Fonds à la clôture du placement. Voir les rubriques « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe » et « Emploi du produit ».

PLACEMENTS ANTÉRIEURS

Le 1er mars 2007, la société a émis 2 424 actions de catégorie B après la levée d'options accordées à certains actionnaires fondateurs et existants moyennant une contrepartie en espèces totale de 2 424 $. Avant la clôture du placement, toutes les actions de catégorie B en circulation de la société seront converties en 1 942 001 actions ordinaires. Voir la rubrique « Description de la restructuration du capital ».

Sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, la société prévoit accorder aux dirigeants, au moment de la clôture du placement, des options visant l'achat d'un maximum de 1 410 000 actions ordinaires, soit 6 % du nombre total des actions ordinaires qui seront en circulation après la clôture du placement. Voir la rubrique « Options ».

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun des administrateurs, dirigeants ou actionnaires qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % des actions ordinaires ou exerce un contrôle sur ces actions, ni aucune personne ayant un lien avec une telle personne ni aucun membre du même groupe, n'a ou n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans toute opération au cours des trois derniers exercices ou dans une opération envisagée, qui a eu ou qui pourrait avoir une incidence importante sur la société, sous réserve de l'information présentée aux rubriques « Dividendes », « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement » et « Emploi du produit ».

DESCRIPTION DE LA RESTRUCTURATION DU CAPITAL

Immédiatement avant la clôture du placement, les statuts de constitution seront modifiés i) pour créer des actions ordinaires; ii) pour créer une nouvelle catégorie d'actions ordinaires sans droit de vote pouvant être émises en séries (les « actions privilégiées »); et iii) pour annuler les actions de catégorie A et les actions de catégorie B autorisées. Immédiatement avant la clôture du placement, les 8 081 actions de catégorie B en circulation seront converties en 1 942 001 actions ordinaires, et l'action de catégorie A en circulation sera rachetée et annulée par la société moyennant une contrepartie nominale.

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de la société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. Lors de la clôture du placement, il y aura 23 500 000 actions ordinaires émises et en circulation et aucune action privilégiée émise et en circulation.

Dividendes. Sous réserve des droits prioritaires des porteurs d'actions privilégiées (aucune n'étant actuellement émise), les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir des dividendes dont le montant et le moment du paiement seront déterminés par le conseil d'administration, sous réserve de leur déclaration par le conseil d'administration, avec les fonds de la société dûment applicables au versement de dividendes.

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

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

Actions privilégiées

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

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

Absence de droits de vote. Les porteurs d'une série d'actions privilégiées ne sont pas, à ce titre, autorisés à recevoir un avis de convocation à une assemblée des actionnaires de la société, à y assister ou à y exercer un droit de vote (sauf lorsque les porteurs d'une catégorie ou d'une série donnée d'actions sont autorisés à voter séparément en tant que catégorie ou série, tel que le prévoit la LCSA).

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

Rachat au gré de la société ou du porteur. La société, sous réserve des droits se rattachant à toute série d'actions privilégiées, peut, à son gré, racheter la totalité ou de temps à autre toute partie des actions privilégiées en circulation en versant à leurs porteurs, pour chaque action ainsi rachetée, le prix de rachat par action et tous les dividendes déclarés sur les actions et non payés. Un porteur d'actions privilégiées a le droit de demander à la société de racheter en tout temps et de temps à autre après la date d'émission de toute action privilégiée au moyen de la remise d'un avis, la totalité ou toute quantité d'actions privilégiées immatriculées au nom de ce porteur dans les registres de la société, au prix de rachat par action, ainsi que tous les dividendes déclarés sur les actions et impayés.

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

OPTIONS

Régime d'options d'achat d'actions

Le tableau suivant indique, en date du présent prospectus, les renseignements se rapportant aux options en circulation accordées aux termes du régime d'options d'achat d'actions (le « régime d'options d'achat d'actions ») de la société et aux autres options devant être accordées à tous les employés aux termes du régime d'options d'achat d'actions simultanément à la clôture du placement.

	Nombre de personnes détenant des options	Nombre d'actions ordinaires sous option	Prix de levée $	Valeur théorique de l'option(2) à la date de l'octroi $	Dates d'expiration
Dirigeants passés et actuels	11	1 410 000	11,00$	NÉANT	28 novembre 2017
Administrateurs passés et actuels(1)	NÉANT	NÉANT	NÉANT	NÉANT	NÉANT

1) Ne sont pas par ailleurs des hauts dirigeants de la société.

2) La valeur théorique correspond à la différence entre le prix de levée des options et la valeur marchande des actions ordinaires visées par les options à la date de l'octroi.

Voir la rubrique « Rémunération des membres de la haute direction — Régime d'options d'achat d'actions » pour une description des modalités importantes du régime d'options d'achat d'actions.

STRUCTURE DU CAPITAL *PRO FORMA*

Le tableau suivant illustre la trésorerie et la structure du capital consolidé au 30 juin 2007 compte non tenu et compte tenu du placement, mais, dans chaque cas, i) compte tenu des opérations de clôture et ii) compte tenu de la restructuration du capital.

Ce tableau devrait être lu parallèlement aux états financiers de la Société, à ses états financiers *pro forma* et aux notes complémentaires figurant ailleurs dans le présent prospectus, ainsi qu'à l'information figurant aux rubriques « Principales données financières *pro forma* », « Principales données financières » et « Rapport de gestion ».

	Au 30 juin 2007	Au 30 juin 2007 Données pro forma ajustées pour tenir compte de la clôture du placement et du réinvestissement concomitant
	(non vérifié)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11 766 807	34 227 965
Dette à long terme(1)	119 240 000	42 515 000
Capitaux propres		
Nombre illimité autorisé d'actions ordinaires	122 142 256	237 147 256
Nombre illimité autorisé d'actions privilégiées		
Frais d'émission	—	(12 037 763)
Bénéfices non répartis (déficit)	3 706 713	(74 366)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	0	0
Total des capitaux propres	125 848 969	225 035 127
Total de la structure du capital	245 088 969	267 550 127

1) Se reporter aux rubriques « Description de la dette » et « Survol de l'entreprise ».

DESCRIPTION DE LA DETTE

En plus du financement de construction sans recours et à long terme de certaines filiales de la société à l'égard des projets d'aménagement avec CAÉ décrits à la rubrique « Survol de l'entreprise — Croissance, développement et stratégies de financement », la société a une dette en cours aux termes d'une facilité de crédit qui est résumée ci-après.

Facilité de crédit garantie 2006

Le 15 septembre 2006, Innergex II et II Inc. ont conclu une convention de crédit avec une banque canadienne, qui a été modifiée et mise à jour aux termes d'une convention de crédit modifiée et mise à jour en date du 14 décembre 2006 afin d'inclure une autre banque canadienne en qualité de prêteur additionnel, (collectivement avec le prêteur initial, les « prêteurs »), et dans sa version modifiée de nouveau aux termes d'une deuxième convention de modification datée du 13 juin 2007 (collectivement, la « convention de crédit »).

La convention de crédit accorde une facilité de crédit renouvelable d'un montant autorisé maximum de 20 millions de dollars et qui permet que soit prélevé, remboursé et emprunté de nouveau des emprunts jusqu'à l'échéance (la « facilité de crédit garantie 2006 »). La société et les prêteurs aux termes de la convention de crédit prévoient actuellement augmenter le montant de la facilité de crédit disponible aux termes de cette convention. Aux termes de la convention de crédit, chaque prêteur est responsable de 50 % de la facilité de crédit garantie 2006. La facilité de crédit garantie 2006 a une durée de 364 jours, est remboursable en totalité à l'échéance et peut être prélevée en dollars canadiens ou américains au moyen d'avances au taux préférentiel ou au taux de base américain, d'acceptations bancaires, de prêts au TIOL ou de lettres de crédit. La facilité de crédit garantie 2006 porte intérêt aux taux basés sur le taux préférentiel, le taux de base aux États-Unis ou le TIOL, selon le cas, majoré d'une marge variant selon la forme des avances utilisées par Innergex II et II Inc. et un ratio a) de la dette consolidée d'Innergex II par rapport à b) le total i) de l'avoir en capitaux propres des porteurs de parts consolidé, plus ii) de la dette subordonnée, plus iii) de la dette consolidée d'Innergex II. La commission d'engagement payable par Innergex II et II Inc. aux prêteurs varie selon la tranche non utilisée de la facilité de crédit garantie 2006.

Les obligations d'Innergex II et de II Inc. aux termes de la convention de crédit seront garanties par i) une hypothèque immobilière avec ou sans livraison accordée par Innergex II en faveur des prêteurs sur la totalité des participations détenues par Innergex II dans fiducie financière, IPT II et II Inc.; ii) une hypothèque immobilière sans livraison accordée à Innergex II, II Inc., fiducie financière et IPT II sur la totalité des réclamations, espèces et quasi-espèces, et toutes les participations dans Innergex II, II Inc., fiducie financière et IPT II; iii) une garantie solidaire des obligations d'Innergex II et II Inc. par fiducie financière et IPT II.

La facilité de crédit garantie 2006 est assujettie aux engagements de faire ou ne pas faire usuels. Innergex II doit maintenir une valeur corporelle nette minimum à tout moment, au sens de la convention de crédit, égale à la somme a) de 50 000 000 $ et b) de 80 % du montant total de tous les apports de capitaux faits par les porteurs de participations dans Innergex II depuis le 31 décembre 2004. en outre, les restrictions imposées par la facilité de crédit garantie 2006 comprennent des restrictions quant à la capacité d'Innergex II, de II Inc., de fiducie financière et d'IPT II de contracter une dette additionnelle, de consentir des garanties pour toute dette, de créer des liens, de disposer d'actifs, de procéder à une liquidation, une dissolution, une fusion ou un regroupement ou encore de réaliser une restructuration ou une restructuration générale ou du capital, de faire des distributions, d'émettre des titres de participation et de créer des filiales. Ces engagements restreignent de nombreux aspects de l'entreprise d'Innergex II et des membres de son groupe.

La facilité de crédit garantie 2006 contient également des cas de défaut usuels à l'égard des emprunteurs, notamment le non-remboursement du capital ou de l'intérêt, le non-respect des obligations ou des engagements prévus à la convention de crédit, le dépôt d'un acte de faillite, le non-respect de tout engagement financier prévu dans la convention de crédit et l'exécution d'un changement de contrôle non autorisé.

Toutes les avances faites aux prêteurs aux termes de la convention de crédit devraient être utilisées exclusivement à des fins générales de l'entreprise, y compris des avances aux membres du groupe et l'émission de lettres de crédit relativement à la construction et à l'exploitation de centrales d'énergie renouvelable.

ACTIONNAIRES PRINCIPAUX ET VENDEURS

À la connaissance de la société, aucune personne ni aucune société n'aura, immédiatement à la suite de la clôture du placement, la propriété véritable, directe ou indirecte, de plus de 10 % de toute catégorie de titres de la société, exception faite de ce qui est indiqué dans le tableau ci-dessous.

Le tableau ci-dessous donne des renseignements sur la propriété des actions ordinaires à la clôture du placement et indique le nombre d'actions ordinaires ainsi que le pourcentage d'actions ordinaires que les actionnaires fondateurs et existants et les investisseurs institutionnels détiendront alors en propriété. Avant la clôture du placement, aucun des investisseurs institutionnels (ce qui inclut les actionnaires vendeurs) ne détient d'actions ordinaires.

		À la clôture du placement et du réinvestissement concomitant(1)	
	Type de propriété	Nombre d'actions ordinaires	Pourcentage d'actions ordinaires émises et en circulation(2)
Actionnaires fondateurs et existants(3)	Véritable	1 942 001	8,3 % (13,5 %)
Régime de Rentes du Mouvement Desjardins	Véritable	2 544 009	10,8 % (10,2 %)(4))
Caisse de dépôt et placement du Québec	Véritable	2 544 009	10,8 % (10,2 %)(4))
Groupe TD Capital Limitée	Véritable	2 544 009	10,8 % (10,2 %)(4))
Kruger Inc. Master Trust	Véritable	2 544 009	10,8 % (10,2 %)(4))
Sun Life du Canada, Compagnie d'assurance-vie	Véritable	926 963	3,9 % (3,7 %)

1) Suppose que l'option en cas d'attribution excédentaire n'est pas levée.

2) Le pourcentage d'actions ordinaires émises et en circulation après dilution est indiqué entre parenthèses.

3) Aucun des actionnaires fondateurs et existants ne détiendra individuellement plus de 5 % des actions ordinaires émises et en circulation à la clôture du placement.

4) Si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée intégralement, ce porteur, détiendra en propriété, en tant qu'actionnaire vendeur 2 282 759 actions ordinaires représentant 9,7 % (9,2 % après dilution) des actions ordinaires émises et en circulation après la clôture du placement et du réinvestissement concomitant.

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Le tableau suivant indique, pour chacun des administrateurs et membres de la haute direction de la société, le nom, le lieu de résidence, le titre occupé au sein de la société, et, s'il s'agit d'un administrateur, l'année où la personne est devenue administrateur. À la clôture du placement, les administrateurs et les membres de la haute direction de la société auront la propriété d'un total de 1 942 001 actions ordinaires, représentant 8,3 % de la totalité des actions ordinaires en circulation de la société, ou exerceront un contrôle ou une emprise sur celles-ci.

Nom et lieu de résidence	Poste occupé au sein de la société	Administrateur depuis
GILLES LEFRANÇOIS, CA Longueuil (Québec) Canada	Président exécutif du conseil d'administration et administrateur	2003
MICHEL LETELLIER, MBA Candiac (Québec) Canada	Président et chef de la direction et administrateur	2003
WILLIAM A. LAMBERT Toronto (Ontario) Canada	Administrateur(1), 3))	2007
CYRILLE VITTECOQ Montréal (Québec) Canada	Administrateur(1), 2))	2007
RAYMOND LAURIN Lévis (Québec) Canada	Administrateur(1), 2))	2007
SUSAN M. SMITH Toronto (Ontario) Canada	Administratrice(1), 5))	2007
PIERRE BRODEUR Saint-Bruno (Québec) Canada	Administrateur(1), 4))	2007
JEAN PERRON, CA, CMA Saint-Hubert (Québec) Canada	Vice-président et chef de la direction financière	s.o.
JEAN TRUDEL, MBA	Vice-président — Finances et relations	s.o.

Montréal (Québec) Canada	avec les investisseurs	
MICHÈLE BEAUCHAMP, LL.B, LL.M Lachine (Québec) Canada	Vice-présidente — Affaires juridiques et secrétaire corporatif	s.o.
FRANÇOIS HÉBERT Saint-Alphonse-de-Granby (Québec) Canada	Vice-président — Exploitation et entretien	s.o.
NORMAND BOUCHARD, ing. Île Bizard (Québec) Canada	Vice-président — Énergie éolienne	s.o.
GUY DUFORT Saint-Romuald (Québec) Canada	Vice-président — Affaires publiques	s.o.
RENAUD DE BATZ, géologue, M.Sc. MBA Beaconsfield (Québec) Canada	Vice-président Région de l'Est — Énergie hydroélectrique	s.o.
PETER GROVER, ing. Saint-Bruno (Québec) Canada	Vice-président — Gestion de projets	s.o.
RICHARD BLANCHET, ing., M.Sc. North Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	Vice-président Région de l'Ouest — Énergie hydroélectrique	s.o.

_____

1) « Indépendant » au sens du Règlement 52-110 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières.

2) Sera nommé membre du comité de vérification avant la clôture du placement.

3) Sera nommé membre du comité de rémunération, de la régie d'entreprise et des candidatures avant la clôture du placement.

4) Il est prévu qu'avant la clôture du placement, Pierre Brodeur sera nommé au conseil d'administration et nommé membre du comité de rémunération, de la régie d'entreprise et des candidatures (en qualité de président).

5) Il est prévu qu'avant la clôture du placement, Susan Smith sera également nommée au conseil d'administration et nommée membre du comité de rémunération, de la régie d'entreprise et des candidatures.

Antécédents des administrateurs et des membres de la haute direction

Vous trouverez ci-dessous de brèves notes biographiques portant sur les membres de la haute direction et les administrateurs de la société, y compris une description des principales occupations de chaque personne au cours des cinq dernières années.

Gilles Lefrançois, CA

Gilles Lefrançois a été nommé président exécutif du conseil d'administration de la société le 25 octobre 2007 et occupe le poste d'administrateur de la société depuis 2003. Il a été président et chef de la direction de la société dès sa constitution en 2003, jusqu'à ce qu'il soit nommé président exécutif du conseil d'administration. M. Lefrançois a fondé Innergex GP en 1990 et, à titre de président de la société, était responsable du développement d'Innergex GP et d'Innergex, société en commandite (« Innergex S.E.C. »), ainsi que de l'aménagement et de l'acquisition des centrales de production d'énergie du Fonds. Il était également un membre fondateur de l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable en 1991 (auparavant, l'Association des producteurs privés d'électricité) (l'« association »). M. Lefrançois était membre de la direction de l'association, soit à titre de président ou de vice-président, à compter de sa création, et ce, jusqu'au printemps 2003. M. Lefrançois a été membre de l'équipe de direction d'Innocan Inc. de juin 1990 jusqu'à mars 1994 et, auparavant, il était vice-président directeur d'une société de transport inscrite à la cote de la Bourse de Montréal et a occupé divers postes en finances et en comptabilité. M. Lefrançois détient un baccalauréat en commerce (1962) et une maîtrise en sciences commerciales (comptabilité) (1963) de l'Université Laval. M. Lefrançois est membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés depuis 1964.

Michel Letellier, MBA

Michel Letellier a été nommé président et chef de la direction de la société le 25 octobre 2007 et est un administrateur de la société depuis 2003. M. Letelier était vice-président directeur et chef de la direction financière de la société depuis sa constitution jusqu'en 2003, moment où il a été nommé président et chef de la direction et, auparavant, il a été vice-président et chef de la direction

financière d'Innergex GP (de 1997 à 2003) et il était responsable de la direction financière et des affaires d'Innergex GP, d'Innergex S.E.C. et des centrales de production d'énergie du Fonds. De 1990 à 1997, M. Letellier était au service de Boralex Inc., un producteur d'énergie indépendant situé au Québec et inscrit à la cote de la TSX, où il participait à la mise en œuvre de projets liés à l'énergie et, de 1986 à 1990, il était au service d'une maison de courtage spécialisée dans le domaine du financement des grandes entreprises. M. Letellier a obtenu une maîtrise en administration des affaires de l'Université de Sherbrooke (1988) et un baccalauréat en commerce (finances) de l'Université du Québec à Montréal (1986).

William A. Lambert, MBA

William A. Lambert est actuellement fiduciaire d'Innergex II et a été nommé administrateur de la société le 25 octobre 2007. M. Lambert est associé de Birch Hill Equity Partners, à ce titre, il offre périodiquement des conseils sur la recherche, la surveillance, la liquidation de placements et la création de valeur. De 1989 à 2005, M. Lambert a rempli des fonctions de dirigeant de Groupe TD Capital Limitée, où il a occupé le poste d'administrateur délégué. Avant de se joindre à Groupe TD Capital Limitée, il a été consultant et ingénieur d'usine dans l'industrie de l'acier pendant 10 ans auprès de Ferrco Engineering Company et de North Star Steel Company. M. Lambert est actuellement administrateur de Marsulex Inc. (depuis 2002) et d'Amorfix Life Sciences Ltd. (depuis 2006), et il est fiduciaire d'Ag Growth Income Fund (depuis 2006). M. Lambert a obtenu un MBA de l'Université York et un baccalauréat ès sciences en génie électrique du Massachusetts Institute of Technology.

Cyrille Vittecoq, CFA

Cyrille Vittecoq est actuellement fiduciaire d'Innergex II et a été nommé administrateur de la société le 25 octobre 2007. M. Vittecoq est vice-président, Placements — Énergie et membre de comité de gestion du groupe des capitaux privés de la Caisse de dépôt et placement du Québec (la « Caisse ») depuis mars 2006. Son mandat consiste à gérer et à élaborer des placements dans le secteur de l'énergie, en particulier ceux liés à l'infrastructure énergétique, au pétrole et au gaz naturel. Le rôle de M. Vittecoq est entièrement axé sur le financement par capitaux propres dans les secteurs de l'énergie et de l'environnement. Il a commencé à titre d'analyste en 1993 et a été par la suite promu au poste de gestionnaire, poste qu'il a occupé jusqu'en 1997. De 1997 à 2000, il a été vice-président des finances de Boralex Inc., un producteur d'énergie indépendant coté en Bourse et situé au Québec. M. Vittecoq est retourné à la Caisse en 2000, à titre de gestionnaire de placement et de cadre supérieur. M. Vittecoq est également administrateur pour Canadian Hydro Developers Inc. depuis 2002. Il détient un baccalauréat en gestion de l'Université de Sherbrooke (1989) et est analyste financier agréé depuis 1994.

Raymond Laurin, CA

Raymond Laurin a été nommé administrateur de la société le 25 octobre 2007. Depuis 2004, M. Laurin est directeur exécutif du Régime de rentes du Mouvement Desjardins à la Fédération des caisses Desjardins du Québec. M. Laurin a occupé divers postes auprès du Mouvement des caisses Desjardins au cours des 27 dernières années. M. Laurin i) siège au conseil d'administration et est membre du comité de vérification de Société immobilière TransQuébec (SITQ), ii) il siège au conseil d'administration et il est président du comité de vérification et membre de la caisse de retraite d'Ivanhoé Cambridge et iii) est membre de la Caisse de retraite des professeurs et professeures de l'Université Laval. M. Laurin est également administrateur de comités stratégiques de divers fonds européens. M. Laurin détient un baccalauréat en administration des affaires de l'École des Hautes Études Commerciales de Montréal et est membre de l'Ordre des comptables agréés du Québec, de l'Institut des vérificateurs internes du Canada et de l'Institut canadien de la retraite et des avantages sociaux.

Pierre Brodeur

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

Susan M. Smith, MBA

Susan M. Smith sera nommée au conseil d'administration de la société immédiatement avant la clôture du placement. Mme Smith possède plus de 30 années d'expérience dans le secteur bancaire canadien. Depuis 1997, elle est présidente et chef de la direction de Société capital de risque RBC technologie Inc., filiale en propriété exclusive de La Banque Royale du Canada (« RBC ») et première vice-présidente de RBC. De 1994 à 1997, Mme Smith a été vice-présidente d'Industries des sciences et des technologies, division de RBC. Mme Smith a occupé divers postes auprès de RBC depuis 1977, notamment dans les services bancaires aux grandes entreprises et aux institutions. Depuis 1999, Mme Smith siège au conseil de fonds de technologie privés, notamment Primaxis Technology Ventures, Gestion Foragen Technologies Inc. et Corporation Milestone Médica. Mme Smith a été présidente du conseil d'administration de chacun de ces fonds pendant plusieurs années. Elle a également siégé au conseil d'administration du Conseil consultatif des sciences et de la technologie du premier Ministre, au International Advisory Council for CIHR du président, à la Faculté des études supérieures de l'Université de la Colombie-Britannique et de Génome Canada. Elle siège actuellement au conseil d'administration de MaRS Discovery District, au conseil d'investissement de Care Canada et siège depuis peu au conseil d'administration d'Optosecurity. Mme Smith détient un MBA de la Ivey School of Business de l'Université de Western Ontario et un baccalauréat ès arts de l'Université Dalhousie.

Jean Perron, CA, CMA

Jean Perron s'est joint à la société en décembre 2003 à titre de vice-président et trésorier et a été nommé vice-président et chef de la direction financière de la société le 25 octobre 2007. Avant de se joindre à la société, M. Perron a travaillé pour KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pendant plus de 13 ans où il occupait divers postes et est devenu directeur principal en fiscalité auprès d'une clientèle diversifiée de sociétés privées et publiques. M. Perron détient un baccalauréat en administration des affaires de l'Université du Québec à Montréal (1990), il est également comptable agréé et comptable en Management accrédité depuis 1992.

Jean Trudel, MBA

Jean Trudel est vice-président — Finances et relations aux investisseurs de la société depuis février 2003 et, auparavant, il a été vice-président, Expansion de la société d'Innergex GP (de 2002 à 2003). M. Trudel est responsable du financement des nouveaux projets, de l'évaluation des acquisitions éventuelles, de la gestion financière des affaires de la société et des relations aux investisseurs. Avant de se joindre à la société et à Innergex GP, M. Trudel a travaillé pour la Sun Life du Canada, compagnie d'assurance-vie (auparavant, Clarica, compagnie d'assurance sur la vie) de 1999 à 2002 à titre de directeur, Financement de projets pour le Québec et les provinces de l'Atlantique et a été agent des comptes pour les services bancaires aux entreprises du groupe en foresterie de La Banque de Nouvelle-Écosse de 1996 à 1999. M. Trudel a siégé au conseil d'administration de l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable de mars 2000 à novembre 2007. M. Trudel détient un baccalauréat en finances de l'École des Hautes Études Commerciales de Montréal (1993) et une maîtrise en administration des affaires de l'Université Queen de Kingston, en Ontario (1996).

Michèle Beauchamp, LL.B., LL.M.

Michèle Beauchamp est vice-présidente — Affaires juridiques et secrétaire corporatif depuis septembre 2004. Avant de se joindre à la société, Mme Beauchamp a été conseillère juridique chez Cascades Inc. de 1996 à 2004. De 1983 à 1996, Mme Beauchamp a été avocate salariée et associée chez Desjardins Ducharme où elle oeuvrait principalement dans le domaine du financement bancaire. Mme Beauchamp détient une maîtrise en droit (LL.M.) et un baccalauréat en droit civil (LL.B.) de l'Université de Montréal. Elle est membre du Barreau du Québec et de l'Association du Barreau canadien depuis 1983.

François Hébert

François Hébert est vice-président — Exploitation et entretien de la société depuis 2003 et, auparavant, il a été vice-président, Exploitation et entretien d'Innergex GP de 1999 à 2003. M. Hébert est responsable de l'exploitation et de l'entretien des centrales de la société. Il participe également à la conception et à la planification des nouveaux projets éoliens et hydroélectriques. Avant de se joindre à la société et à Innergex GP, M. Hébert a travaillé pendant 12 ans pour Alstom Inc., une multinationale spécialisée dans le domaine des projets énergétiques, où il a participé à la gestion de projets ainsi qu'à l'automatisation et à la mise en service de centrales hydroélectriques. M. Hébert détient un diplôme d'études techniques du Cégep du Vieux Montréal (1987) et un diplôme en appareillage et en électronique du Cégep de Sherbrooke (1986).

Normand Bouchard, ing.

Normand Bouchard est vice-président — Énergie éolienne de la société depuis 2001 et est responsable du développement, des études environnementales et des permis, ainsi que de la construction des parcs d'éoliennes. Avant de se joindre à la société, M. Bouchard a travaillé pendant 10 ans à titre d'ingénieur de projets pour Kruger Inc. Il a aussi travaillé pendant 10 ans pour MEG International, un promoteur privé de centrales de cogénération, pour lequel il était chargé du développement, de la conception et de la construction des centrales (projet Novergaz). M. Bouchard détient un baccalauréat en électronique (1979) et est membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec depuis 1979.

Guy Dufort

Guy Dufort est vice-président — Affaires publiques de la société depuis 2003 et auparavant, il a été conseiller pour Innergex GP de 1994 à 2003. M. Dufort est responsable des affaires publiques, des relations avec les médias et des relations avec les collectivités dans les régions où se situent les projets de la société. Avant de se joindre à la société et à Innergex GP, M. Dufort a travaillé pendant plus de 10 ans pour la division des relations publiques d'Alcan Inc., ce parcours lui a permis d'acquérir une vaste expérience dans le domaine de l'intégration sociale des projets industriels. M. Dufort détient un baccalauréat en arts et en philosophie (1965), ainsi qu'un baccalauréat en éducation physique (1967).

Renaud de Batz, géologue, M.Sc., MBA

Renaud de Batz est vice-président Région de l'Est — Énergie hydroélectrique de la société et est responsable du développement des nouveaux projets hydroélectriques pour la Région de l'Est de l'Amérique du Nord. Il participe également aux travaux d'évaluation et de planification relatifs aux nouvelles centrales. Avant de se joindre à la société en 2002, M. de Batz a été au service de RSW Inc., une firme de génie-conseils spécialisée dans le secteur de l'énergie, pendant plus de 12 ans. À titre de directeur et de spécialiste, M. de Batz avait pour fonction de caractériser, plus particulièrement, les conditions géologiques et géotechniques d'aménagements hydroélectriques, mais également de participer à leur conception et à leur construction. Il a acquis cette expérience tant au Canada qu'à l'étranger sur des projets dont l'envergure et les caractéristiques techniques sont très diverses. M. de Batz détient une maîtrise en administration des affaires de l'UQAM (2003) et une maîtrise de l'Université de Marseille, en France (1985) et il est membre de l'Ordre des géologues du Québec depuis 2002.

Peter Grover, ing.

Peter Grover est vice-président — Gestion de projets de la société depuis 2004. M. Grover encadre les activités de la société en matière d'énergie éolienne tant pour les projets d'aménagement avec CAÉ de Cartier énergie éolienne que pour les projets éventuels. Avant de se joindre à la société, M. Groover a travaillé pendant près de 20 ans dans le secteur de l'énergie renouvelable chez Alstom Inc., occupant des postes d'ingénieur de projets et de directeur de la gestion de projet, et ce, sur trois continents. M. Grover possède une importante expertise des aspects techniques et commerciaux des projets d'énergie renouvelable de grande et de petite envergures. M. Grover détient un baccalauréat en génie électrique de l'Université Concordia (1986) et est membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec depuis 1992.

Richard Blanchet, ing. M.Sc.

Richard Blanchet est vice-président Région de l'Ouest — Énergie hydroélectrique de la société depuis 2004 et, auparavant, il a été vice-président du Développement d'Innergex GP. M. Blanchet est responsable de l'aménagement des nouveaux projets hydroélectriques dans la Région de l'Ouest de l'Amérique du Nord et participe également aux travaux d'évaluation et de planification relatifs aux nouvelles centrales. Avant de se joindre à la société et à Innergex GP en septembre 2001, M. Blanchet a travaillé pendant plus de 13 ans à titre de spécialiste et de gestionnaire de projets pour Group RSW Inc., une firme d'ingénierie jouant un rôle actif dans le secteur l'énergie. À titre de spécialiste et de gestionnaire de projets, M. Blanchet avait pour tâche d'élaborer des projets de centrales hydroélectriques et d'en évaluer la viabilité financière au Canada et à l'étranger. Son expérience professionnelle touche également aux centrales en surface, en puits et souterraines d'une puissance installée allant de moins de 1 MW jusqu'à 5 000 MW. M. Blanchet détient une maîtrise de l'Université Laval (1989) et un baccalauréat en génie civil de l'Université Laval (1986). M. Blanchet est membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec depuis 1988 et de l'*Association of Professional Engineers and Geoscientists* de la Colombie-Britannique depuis 2002.

Composition et mandat du conseil d'administration

À la clôture du placement, il est prévu que le conseil d'administration sera composé de sept administrateurs. Chacun des administrateurs de la société est élu pour un mandat de un an lors de l'assemblée annuelle des actionnaires ou jusqu'à ce que son remplaçant soit élu ou nommé. Les statuts de la société prévoient également que les administrateurs en fonction peuvent nommer un ou plusieurs administrateurs afin d'exercer cette fonction jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires, pourvu que le nombre d'administrateurs ainsi nommés ne dépasse pas le tiers du nombre d'administrateurs élus à l'assemblée annuelle des actionnaires précédente. Les statuts de la société prévoient également que le conseil d'administration sera composé d'au moins trois et d'au plus dix administrateurs. La charte du conseil d'administration exige que le conseil d'administration soit en majorité indépendant au sens du Règlement 52-110 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières.

Le conseil d'administration est chargé de la supervision, directement ou par l'intermédiaire de ses comités, de l'administration et de la gestion des activités commerciales de la société et de ses affaires internes. Ainsi, le conseil d'administration agit en tout temps au mieux des intérêts de la société et de ses actionnaires. Le code d'éthique de la société fait en sorte que chaque administrateur remplit son mandat avec intégrité et de bonne foi, au mieux des intérêts des actionnaires avec le soin, la diligence et la compétence d'un administrateur prudent. Le conseil d'administration approuve toutes les questions qui lui sont expressément dévolues aux termes de son mandat et de la LCSA ainsi que des autres lois applicables et des statuts et règlements de la société.

Les réunions du conseil d'administration se tiennent au moins une fois par trimestre et au besoin. Le quorum aux réunions du conseil d'administration est constitué d'une majorité des administrateurs en fonction.

Le conseil d'administration a formé les deux comités suivants afin d'examiner certaines questions dont il a la responsabilité : le comité de vérification et le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures.

Composition et mandat des comités nommés par le conseil d'administration

Comité de vérification

Le comité de vérification de la société est composé de trois administrateurs, c'est-à-dire Cyrille Vittecoq (président), Pierre Brodeur et Raymond Laurin, lesquels sont tous indépendants au sens de l'article 1.4 du Règlement 52-110 sur le comité de vérification des autorités canadiennes en valeurs mobilières (le « Règlement 52-110 »), et possèdent des compétences financières au sens de l'article 1.6 du Règlement 52-110. Les membres du comité de vérification et son président sont élus par le conseil d'administration chaque année ou jusqu'à ce qu'un remplaçant soit dûment nommé.

Le comité de vérification se réunit au moins quatre fois par année. Le quorum aux réunions du comité de vérification sera constitué d'une majorité des membres du comité de vérification ou tout autre nombre plus élevé que le comité de vérification pourra décider par voie de résolution.

Le comité de vérification recommande au conseil d'administration la nomination et la rémunération du vérificateur externe, supervise le travail du vérificateur externe et approuve au préalable tous les services non liés à la vérification devant être fournis à la société par le vérificateur externe. Le comité de vérification examine et fait des recommandations à l'égard des pratiques et des procédures en matière d'information financière de la société. Le comité de vérification examine également les couvertures d'assurance et la conformité fiscale de la société.

Le comité de vérification a mis au point une procédure aux fins de la réception, de l'archivage et du traitement des plaintes reçues par la société concernant les questions de comptabilité, de contrôle comptable interne ou de vérification et a adopté une politique sur la dénonciation afin de traiter les préoccupations des employés présentées de façon confidentielle et anonyme concernant des questions de comptabilité et de vérification douteuses.

Comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures

Le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures sera composé de trois administrateurs indépendants, soit Pierre Brodeur (président), William Lambert et Susan Smith, lesquels sont tous des administrateurs indépendants au sens de l'article 1.4 du Règlement 52-110. La charte du comité exige qu'une majorité des membres du comité soient indépendants. Les membres du comité sont élus par le conseil d'administration chaque année, ou jusqu'à ce qu'un remplaçant soit dûment nommé.

Les membres du comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures se réunissent au moins quatre fois par année. Le quorum aux réunions du comité sera constitué d'une majorité de ses membres ou d'un nombre plus élevé que le comité pourra établir par voie de résolution.

Le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures examine la rémunération des membres de la haute direction et fait des recommandations au conseil d'administration et il administre le régime de rémunération de la société à l'intention des membres de la haute direction et du conseil d'administration. Le comité examine les buts et objectifs de la société se rattachant aux membres de la haute direction et s'assure que des mesures appropriées ont été mises en place concernant la planification de la relève des membres de la haute direction.

Le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures évalue l'efficacité du conseil d'administration dans son ensemble et discute de l'apport des différents membres, propose de nouveaux candidats en vue d'une nomination au conseil d'administration, au besoin, et oriente les nouveaux administrateurs.

Le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures évalue périodiquement la régie d'entreprise de la société et administre le code d'éthique du conseil d'administration.

Conflits d'intérêts

Certains des dirigeants et des administrateurs de la société agissent également à titre de fiduciaires, de dirigeants ou d'administrateurs du Fonds ou des membres de son groupe. Comme la société et le Fonds exercent tous les deux leurs activités dans les secteurs de l'énergie éolienne et de l'hydroélectricité de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada, ils sont des concurrents potentiels et les intérêts de ces administrateurs et de ces dirigeants peuvent entrer en conflit avec ceux de la société. Tous les administrateurs et dirigeants de la société ont une obligation de diligence et doivent agir de bonne foi envers la société. Les administrateurs et dirigeants de la société doivent communiquer toute situation particulière de conflits d'intérêts conformément aux lois applicables.

RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Principes de la rémunération des membres de la haute direction

Les programmes et les politiques de rémunération des membres de la haute direction de la société visent à attirer et à retenir les hauts dirigeants qui sont essentiels à la réussite de la société à court et à long termes et à continuer à offrir aux membres de la haute direction une rémunération concurrentielle sur le marché.

Le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures de la société évaluera le niveau de responsabilité de tous les postes de la haute direction afin d'établir des critères appropriés à des fins comparatives internes et externes. Le programme de rémunération de la société vise à mettre l'accent sur la création de valeur pour les actionnaires et à améliorer le rendement de l'exploitation.

La rémunération des membres de la haute direction est composée principalement d'un salaire de base et de primes en espèces annuelles. Les membres de la haute direction de la société ont également le droit de participer au régime d'options d'achat d'actions de la société. Se reporter à la rubrique « Régime d'options d'achat d'actions » ci-dessous.

Salaire de base

Le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures examinera chaque année le salaire de base des membres de la haute direction de la société en tenant compte des données pertinentes liées au marché et compte tenu du niveau de responsabilité, de l'expertise particulière et de la contribution à la société et de l'expérience de chaque membre de la direction.

Régime d'intéressement à court terme

Le régime d'intéressement à court terme de la société permet aux membres de la haute direction de la société, de gagner une prime annuelle en fonction de la réalisation d'objectifs de rendement de la société et de rendement personnel et de leur niveau de responsabilité. Le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures approuve chaque année les objectifs de rendement à atteindre et les modalités d'attribution des primes.

Les primes cibles individuelles, qui sont fixées par le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures, varieront habituellement entre 33 1/3 % et 50 % du salaire de base des membres de la haute direction.

Rémunération des membres de la haute direction visés en 2006

Le tableau suivant présente des renseignements sur la rémunération des membres de la haute direction visés en 2006, c'est-à-dire, Gilles Lefrançois, Michel Letellier, Jean Perron, Michèle Beauchamp et Richard Blanchet. Le tableau indique la rémunération totale annualisée octroyée ou versée à chacun des membres de la haute direction visés en contrepartie des services rendus dans le cadre de l'exercice de toutes leurs fonctions au sein de la société.

	Rémunération annuelle Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006		
Nom et poste principal	**Salaire ($)**	**Primes ($)**	**Autre rémunération annuelle ($)**
Gilles Lefrançois, CA (Président exécutif du conseil d'administration et ancien président et chef de la direction)(1))	298 923	72 000	1 654
Michel Letellier, MBA (Président et chef de la direction)(2))	223 937	68 000	5 470
Jean Perron, CA, CMA[3)] (Vice-président et chef de la direction financière)	159 696	31 000	5 263
Michèle Beauchamp LL.B, LL.M (Vice-présidente — Affaires juridiques et secrétaire corporatif)	164 699	40 000	2 540
Richard Blanchet, ing., M.Sc. (Vice-président, Région de l'Ouest — Énergie hydroélectrique)	144 762	23 000	19 628

1) M. Lefrançois a été nommé président exécutif du conseil d'administration de la société le 25 octobre 2007 et, auparavant, il était président et chef de la direction de la société.

2) M. Letellier a été nommé président et chef de la direction de la société le 25 octobre 2007 et, auparavant, il était vice-président exécutif et chef de la direction financière.

3) M. Perron a été nommé vice-président et chef de la direction financière le 25 octobre 2007 et, auparavant, il a été vice-président et trésorier.

Contrats d'emploi

À la clôture du placement, les membres de la haute direction visés concluront des contrats d'emploi (les « contrats d'emploi ») avec la société. Conformément aux contrats d'emploi, Gilles Lefrançois recevra un salaire de base annuel de 327 600 $, Michel Letellier recevra un salaire de base annuel de 266 700 $, Jean Perron recevra un salaire de base annuel de 185 220 $, Michèle Beauchamp recevra un salaire de base de 180 180 $ et Richard Blanchet recevra un salaire de base annuel de 158 340 $. Chaque contrat d'emploi sera d'une durée indéterminée.

Si la société met fin à l'emploi de Gilles Lefrançois, de Michel Letellier, de Jean Perron ou de Michèle Beauchamp sans cause ou s'il est mis fin à l'emploi d'une de ces personnes pour une cause juste et suffisante (selon la définition de cette expression dans ces contrats d'emploi, par exemple tout changement important et défavorable apporté à ses tâches et à ses pouvoirs), les contrats d'emploi prévoient que la société doit continuer à verser à ces personnes leur salaire de base pour une période de 36 mois suivant sa cessation d'emploi. Le contrat d'emploi de Jean Trudel prévoit également une période de licenciement de 36 mois. Dans le cas de Richard Blanchet, la période de licenciement sera d'une durée de 12 mois. Les membres de la haute direction visés continueront de bénéficier des avantages, à quelques exceptions près, au cours de cette période de licenciement. De plus, si la société met fin à l'emploi d'un membre de la haute direction visé pour toute raison, sauf pour cause, au cours de l'année suivant un changement de contrôle de la société ou s'il est mis fin à l'emploi d'un membre de la haute direction visé pour toute raison au cours de l'année suivant un

changement de contrôle de la société, les contrats d'emploi prévoient également qu'ils auront droit aux indemnités compensatrices, à l'acquisition de toutes les options en cours et aux avantages décrits ci-dessus.

Aux termes des contrats d'emploi, les membres de la haute direction visés seront assujettis à des clauses de non-concurrence pour une période de deux ans suivant la cessation d'emploi auprès de la société du membre de la haute direction visé. Les contrats d'emploi comprendront également des clauses de non-sollicitation des membres de la haute direction visés qui s'appliquent tout au long de l'emploi des membres de la haute direction visés auprès de la société et pour une période de deux ans suivant la cessation de cet emploi.

Régime d'options d'achat d'actions

Avant la clôture du placement, la société établira un régime d'options d'achat d'actions (le « régime d'options d'achat d'actions ») qui prévoit l'octroi d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains consultants de la société et de ses filiales visant l'achat d'actions ordinaires. Le prix de levée des options octroyées aux termes du régime d'options d'achat d'actions ne pourra pas être inférieur au cours du marché des actions ordinaires à la date de l'octroi de l'option, calculé selon le cours moyen pondéré des actions ordinaires à la TSX pour les cinq jours de Bourse précédant immédiatement la date de l'octroi.

Le nombre maximum total d'actions pouvant être assujetties à des options octroyées aux termes du régime d'options d'achat d'actions sera de 2 350 000, soit 10 % des actions ordinaires émises et en circulation à la clôture du placement. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises aux initiés (tel que ce terme est défini dans le régime d'options d'achat d'actions), aux termes du régime d'options d'achat d'actions ou de tout autre arrangement de rémunération fondé sur des titres de la société, ne peut à tout moment excéder 10 % des actions ordinaires émises et en circulation et ne peut au cours de toute période de un an excéder 10 % des actions ordinaires émises et en circulation. Toutes les actions ordinaires faisant l'objet d'une option qui vient à échéance ou expire sans avoir été intégralement levée peuvent de nouveau faire l'objet d'une option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises aux administrateurs qui ne sont pas des membres de la direction de la société aux termes du régime d'options d'achat d'actions ou de tout autre arrangement de rémunération fondé sur des titres de la société, ne peut à tout moment excéder 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Les options doivent être levées au cours d'une période fixée par le conseil d'administration qui ne peut être supérieure à 10 ans suivant la date de l'octroi. À la discrétion du conseil d'administration, les options octroyées aux termes du régime d'options d'achat d'actions seront acquises en quatre montants égaux au cours de chacune des quatre années suivant la date d'octroi.

Si l'emploi, le poste ou le mandat d'administrateur du titulaire d'options auprès de la société prend fin pour cause, les options n'ayant pas été levées deviendront caduques immédiatement. Si un titulaire d'options décède ou devient, de l'avis du conseil d'administration, invalide de façon permanente, les options pourront être levées à l'égard du nombre d'actions ordinaires que le titulaire d'options avait le droit d'acquérir au moment du décès ou de l'invalidité permanente, selon le cas, pendant une période de six mois ou de un an suivant la date du décès ou de l'invalidité permanente. Si l'emploi, le poste ou le mandat d'administrateur du titulaire d'options auprès de la société prend fin pour toute autre raison qu'un décès, une invalidité permanente ou un licenciement motivé, les options peuvent être levées à l'égard du nombre d'actions ordinaires que le titulaire d'options avait le droit d'acquérir au moment de cette cessation d'emploi. Ces options peuvent être levées pendant une période de 90 jours suivant cette date.

Le régime d'options d'achat d'actions sera administré par le conseil d'administration ou, si le conseil d'administration en a décidé ainsi, par le conseil d'administration en collaboration avec le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures. Le conseil d'administration peut modifier, suspendre ou résilier le régime d'options d'achat d'actions et les modalités de toute option en cours à tout moment, sous réserve qu'aucune modification, suspension ou résiliation ne peut être effectuée sans obtenir l'approbation exigée par toute autorité de réglementation ou toute Bourse ou, si la modification, la suspension ou la résiliation cause préjudice de façon importante aux droits de tout titulaire d'options, sans le consentement de ce titulaire d'options. En outre, le conseil d'administration ne peut, sans le consentement des actionnaires de la société, modifier le régime d'options d'achat d'actions aux fins suivantes : i) pour augmenter le nombre maximum d'actions ordinaires pouvant être émises au titre des options octroyées aux termes du régime d'options d'achat d'actions; ii) pour diminuer le prix de levée des options en deçà du cours du marché; iii) pour réduire le prix de levée des options au profit d'un initié, tel que ce terme est défini dans le régime d'options d'achat d'actions; et iv) pour prolonger la date d'expiration des options au profit d'un initié (tel que ce terme est défini dans le régime d'options d'achat d'actions).

Le régime d'options d'achat d'actions ainsi que les modalités et les conditions des options sont assujettis à des rajustements dans l'éventualité d'une division, d'un regroupement ou de certaines distributions d'actions ordinaires et dans le cas d'une restructuration

du capital, d'un reclassement ou d'un changement d'actions ordinaires, d'une réorganisation générale ou d'un regroupement de la société avec une autre société ou d'une vente, d'une location ou d'un échange de la totalité ou de la quasi-totalité des actifs de la société. Dans l'éventualité d'un changement de contrôle proposé (telle que cette expression est définie dans le régime d'options d'achat d'actions), le conseil d'administration peut exiger l'expiration anticipée des options.

Rémunération des administrateurs

Aucune rémunération n'a été versée aux administrateurs de la société en 2006, pour l'exercice de leurs fonctions à titre d'administrateurs de la société.

Chacun des administrateurs de la société a le droit de recevoir une somme annuelle de 25 000 $. Les présidents du comité de vérification et du comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures ont chacun le droit de recevoir une somme annuelle supplémentaire de 7 000 $ et de 5 000 $, respectivement. Chacun des administrateurs de la société a également droit à des jetons de présence de 1 200 $ pour chacune des réunions du conseil d'administration (y compris toute réunion de comité) à laquelle il assiste, sauf dans le cas d'une réunion à laquelle il assiste par téléphone et dont la durée est inférieure à une heure, auquel cas le jeton de présence est de 600 $ pour la réunion. Les administrateurs de la société ont droit au remboursement de leurs frais de déplacement et des autres débours raisonnables engagés pour assister aux réunions du conseil. Aucun des administrateurs de la société n'a conclu un contrat de service avec la société ou l'une de ses filiales prévoyant des avantages en cas de cessation d'emploi, à l'exception de Gilles Lefrançois et Michel Letellier qui ont conclu des contrats d'emploi avec la société. Voir la rubrique « Contrats d'emploi » ci-dessus.

Assurance responsabilité et indemnisation des administrateurs et des dirigeants

Les administrateurs et les dirigeants de la société sont couverts par une assurance de la responsabilité civile à l'intention des administrateurs et des dirigeants. La limite de responsabilité globale applicable aux administrateurs et aux dirigeants qui sont assurés aux termes des polices est de 25 millions de dollars, y compris les coûts liés à la défense. Aux termes de ces polices, la société et les administrateurs et dirigeants bénéficient d'une protection de remboursement, sous réserve de la franchise habituelle par sinistre. Les polices comprennent une protection en cas d'acte fautif (y compris les déclarations fausses ou trompeuses), laquelle couvre toute obligation de paiement légal de toute réclamation présentée. Les règlements généraux de la société prévoient aussi l'indemnisation des administrateurs et des dirigeants.

MODE DE PLACEMENT

Aux termes d'une convention de prise ferme intervenue en date du 28 novembre 2007 (la « convention de prise ferme ») entre la société, les actionnaires vendeurs et les preneurs fermes, la société a convenu de vendre 10 455 000 actions ordinaires et les preneurs fermes ont convenu d'acheter, pour leur compte, le 6 décembre 2007 ou à toute autre date qui pourra être convenue, mais au plus tard le 28 décembre 2007, sous réserve des conditions stipulées dans la convention de prise ferme, pas moins de la totalité de ces actions ordinaires à un prix de 11,00 $ l'action ordinaire payable en espèces.

Aux termes de la convention de prise ferme, les actionnaires vendeurs ont accordé aux preneurs fermes une option (l'« option en cas d'attribution excédentaire ») pour couvrir les attributions excédentaires, le cas échéant, et aux fins de stabilisation du marché. L'option en cas d'attribution excédentaire peut être levée par les preneurs fermes, en totalité ou en partie, pendant les 30 jours qui suivent la clôture du placement et permet aux preneurs fermes de souscrire auprès des actionnaires vendeurs jusqu'à 1 045 000 actions ordinaires au prix d'offre (soit environ 10 % du nombre total d'actions ordinaires offertes aux termes du présent placement). Si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée intégralement, le prix d'offre total s'établira à 126 500 000 $, la rémunération des preneurs fermes à 6 641 250 $ et le produit total revenant à la société et aux actionnaires vendeurs s'établira respectivement à 108 363 750 et à 11 495 000 $.

La société a convenu de verser aux preneurs fermes une rémunération de 0,5775 $ par action ordinaire en contrepartie des services qu'ils fournissent dans le cadre du placement. La société paiera aussi la rémunération des preneurs fermes à l'égard des actions ordinaires vendues par les actionnaires vendeurs si l'option en cas d'attribution excédentaire est levée.

Avant le placement, il n'existait aucun marché pour la négociation des actions ordinaires. Par conséquent, les modalités du placement ont été établies par voie de négociation entre la société, les actionnaires vendeurs et les preneurs fermes.

Les obligations des preneurs fermes aux termes de la convention de prise ferme sont conditionnelles, et les preneurs fermes peuvent les résilier à leur gré, en fonction de leur appréciation de la conjoncture des marchés financiers. La convention de prise ferme prévoit

que les preneurs fermes peuvent également mettre fin à leurs obligations aux termes des présentes dans des situations précises et à la survenance de certains événements précisés. Toutefois, les preneurs fermes sont tenus conjointement (et non solidairement) de prendre livraison de la totalité des actions ordinaires offertes qu'ils ont convenu d'acheter si l'une des actions ordinaires est souscrite aux termes de la convention de prise ferme.

Aux termes de la convention de prise ferme, la société et les actionnaires vendeurs se sont engagés à tenir les preneurs fermes ainsi que les membres de leur groupe, leurs administrateurs, dirigeants, employés, actionnaires et mandataires indemnes à l'égard de certaines obligations ou de la contribution à tout paiement que les preneurs fermes peuvent être tenus de verser à cet égard, et la société s'est engagée. à fournir la même indemnisation aux actionnaires vendeurs et aux membres de leur groupe, à leurs administrateurs, dirigeants, employés et mandataires.

Les souscriptions d'actions ordinaires seront reçues sous réserve du droit de les refuser ou de les répartir, en totalité ou en partie, et de clore les registres de souscription en tout temps sans préavis.

En vertu des règlements de l'Autorité des marchés financiers, des règlements de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario et des Règles universelles d'intégrité du marché administrées par les Services de réglementation du marché inc., les preneurs fermes ne peuvent, pendant la durée du placement effectué aux termes du présent prospectus, offrir d'acheter ni acheter des actions ordinaires. La restriction qui précède est assujettie à des exceptions relatives à la stabilisation du marché et aux activités de maintien passif du marché et une offre ou un achat effectué pour le compte d'un client lorsque l'ordre n'a pas été sollicité pendant la durée du placement, à la condition que l'offre d'achat ou l'achat ne soit pas fait dans le but de créer une activité réelle ou apparente sur les actions ordinaires ou de faire monter leur cours. Dans le cadre du présent placement, et sous réserve de ce qui précède, les preneurs fermes peuvent faire des opérations visant à stabiliser ou à fixer le cours des actions ordinaires à des niveaux supérieurs aux cours qui prévaudraient autrement sur le marché libre. Ces opérations peuvent être commencées ou interrompues à tout moment.

Les actions ordinaires n'ont pas été ni ne seront inscrites en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933* ou de toute loi sur les valeurs mobilières d'un État américain et elles ne peuvent être offertes ni vendues aux États-Unis, sauf dans le cadre d'opérations dispensées des exigences d'inscription prévues dans la Loi de 1933. Par conséquent, sauf dans la mesure où la convention de prise ferme le permet, les actions ordinaires ne peuvent être offertes ni vendues aux États-Unis. Chaque preneur ferme a convenu de ne pas offrir ni vendre les actions ordinaires aux États-Unis, à moins que ce ne soit conformément à la *Rule 144A* prise en application de la Loi de 1933 et en conformité avec les lois sur les valeurs mobilières des États applicables.

Le présent prospectus ne constitue pas une offre de vente ni la sollicitation d'une offre d'achat visant un nombre quelconque d'actions ordinaires aux États-Unis. De plus, la convention de prise ferme prévoit que les preneurs fermes n'offriront ni ne vendront les actions ordinaires à l'extérieur des États-Unis qu'en conformité avec le *Regulation S* en vertu de la Loi de 1933. En outre, tant que 40 jours ne se seront pas écoulés depuis le début du placement, une offre ou une vente d'actions ordinaires aux États-Unis par un courtier (qui participe ou non au placement) peut contrevenir aux exigences de la Loi de 1933 en matière d'inscription si cette offre ou cette vente est faite autrement qu'en conformité avec la *Rule 144A*. Les acheteurs éventuels établis aux États-Unis qui sont des acheteurs institutionnels admissibles sont avisés par les présentes que le vendeur des titres peut se fier à la dispense d'application des dispositions de l'article 5 de la Loi de 1933 qui est prévue dans la *Rule 144A*.

La société, les investisseurs institutionnels et les actionnaires fondateurs et existants ont convenu, sous réserve de certaines exceptions, de ne pas vendre ou émettre d'actions ordinaires, ni octroyer d'options, de bons de souscription, ou d'autres droits permettant d'acquérir des actions ordinaires, sans le consentement préalable de BMO Nesbitt Burns Inc. et de Marchés mondiaux CIBC Inc., pour le compte des preneurs fermes, qui ne peuvent refuser ce consentement sans motif raisonnable, i) dans le cas de la société et de Caisse de dépôt et placement du Québec, pendant une période de six mois après la clôture du placement, ii) dans le cas des autres investisseurs institutionnels, pendant une période de 12 mois après la clôture du placement et iii) dans le cas des actionnaires fondateurs et existants, pendant une période de 12 mois après la clôture du placement à l'égard de la moitié des actions ordinaires et pendant une période de 24 mois après la clôture du placement à l'égard de l'autre moitié des actions ordinaires. Voir la rubrique « Mode de placement ». Toutefois, ces restrictions ne s'appliqueront pas à l'émission, s'il y a lieu, d'actions ordinaires aux termes de l'option en cas d'attribution excédentaire ou de la vente d'actions ordinaires dans le cadre du régime d'options d'achat d'actions.

La TSX a approuvé sous condition l'inscription à la cote des actions ordinaires qui seront émises aux termes du placement et qui peuvent être vendues aux termes de la levée de l'option en cas d'attribution excédentaire, sous le symbole « INE ». L'inscription sera subordonnée à l'obligation, pour la société, de remplir toutes les exigences de la TSX.

Relation entre la société et certains preneurs fermes

BMO Nesbitt Burns Inc. et Valeurs Mobilières TD Inc. filiales en propriété exclusive indirectes de banques à charte canadienne qui sont des prêteurs d'Innergex II aux termes de la convention de crédit. Se reporter à la rubrique « Description de la dette ». Par conséquent, la société peut être considérée comme un émetteur associé de BMO Nesbitt Burns Inc. et de Valeurs Mobilières TD Inc. en vertu de la législation en valeurs mobilières applicable. En date du 30 juin 2007, environ 7,8 millions de dollars étaient dus aux prêteurs par Innergex II aux termes de la convention de crédit, et Innergex II est en état de conformité à tous égards importants aux dispositions importantes de la convention de crédit et aucun des prêteurs aux termes des présentes n'a renoncé à exercer ses droits relativement à un manquement important d'Innergex II touchant la convention de crédit depuis que celle-ci a été établie. Ni la situation financière de la société ni la valeur des sûretés consenties en vertu de la convention de crédit n'ont changé de manière significative ou défavorable depuis que la dette a été contractée aux termes de la convention de crédit. De plus, la société négocie actuellement avec les prêteurs aux termes de la convention de crédit afin d'augmenter le montant des facilités de crédit disponible aux termes de la convention.

La décision d'émettre les actions ordinaires et la détermination des modalités du placement sont le résultat de négociations entre la société et les preneurs fermes. Les prêteurs aux termes de la convention de crédit, y compris les deux banques à charte canadienne dont BMO Nesbitt Burns Inc. et Valeurs Mobilières TD Inc. sont les filiales respectives, n'ont aucunement participé à la prise de cette décision ou à cette détermination, mais ils ont été informés du présent placement et de ses modalités. Par suite du présent placement, BMO Nesbitt Burns Inc. et Valeurs Mobilières TD Inc. ne tireront aucun avantage du placement hormis leur part respective de la rémunération des preneurs fermes. Marchés mondiaux CIBC Inc., un des preneurs fermes à l'égard duquel la société n'est pas un émetteur associé, a participé à l'élaboration du présent placement et à l'établissement du prix d'offre, ainsi qu'aux activités de vérification diligente accomplies par les preneurs fermes dans le cadre du présent placement.

FACTEURS DE RISQUE

Avant d'acheter des actions ordinaires, les souscripteurs devraient soigneusement évaluer les facteurs de risque suivants en plus des autres renseignements contenus dans le présent prospectus. D'autres risques et incertitudes que la société ne connaît pas actuellement ou qu'elle considère actuellement comme peu importants peuvent également nuire à ses activités et faire baisser le cours de ses actions ordinaires. Si l'un des risques suivants se matérialise, les activités de la société pourraient en souffrir, ce qui risquerait d'avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la société. Dans un tel cas, le cours des actions ordinaires pourrait baisser, et un souscripteur d'actions ordinaires pourrait perdre une partie ou la totalité de son investissement.

Un investissement dans les actions ordinaires devrait être considéré comme spéculatif et ne devrait être envisagé que par les investisseurs en mesure d'absorber la perte totale de leur investissement. En plus des autres renseignements contenus dans le présent prospectus, les investisseurs éventuels devraient soigneusement évaluer les facteurs de risque suivants :

Risques relatifs aux activités et à l'industrie de la société

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 créer des centrales de production d'énergie de haute qualité qui produisent des flux de trésorerie durables et croissants, dans le but d'obtenir des rendements sur le capital investi. Toutefois, rien ne garantit que la société sera en mesure d'acquérir ou de créer des centrales de production d'énergie de haute qualité à des prix attrayants pour poursuivre sa croissance.

La mise en œuvre d'une stratégie de placement réussie fondée sur la valeur exige une appréciation commerciale prudente, doit être réalisée au moment opportun, et requiert également les ressources nécessaires pour effectuer des achats d'actifs destinés à la production d'énergie. La société peut sous-estimer les coûts liés à l'exploitation commerciale des centrales de production d'énergie ou peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions dans ses activités existantes.

Haute direction et employés clés

Les cadres supérieurs et les autres dirigeants de la société jouent un rôle important dans le succès de la société. La conduite des activités de la société et l'exécution de la stratégie de croissance de celle-ci reposent essentiellement sur le travail d'équipe et le rendement ainsi que la croissance futurs de la société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et des efforts des

membres de l'équipe de la direction. La capacité de la société à maintenir en poste les membres de l'équipe de la direction ou à attirer des membres remplaçants adéquats dans l'éventualité où des membres clés de l'équipe de la direction quittaient la société est tributaire de la nature concurrentielle du marché de l'emploi. La perte des services d'un membre de l'équipe clé de la direction ou une diminution de sa disponibilité pourrait avoir une incidence défavorable sur les perspectives d'avenir, la situation financière et le flux de trésorerie de la société.

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

Investissement dans le Fonds

La société possédera une participation importante dans le Fonds. Se reporter à la rubrique « Investissement dans le Fonds et propriété de certaines centrales du Fonds ». Par conséquent, les investisseurs de la société seront assujettis aux risques auxquels la société sera confrontée à titre d'actionnaire important du Fonds. Les risques liés à un investissement dans le Fonds sont décrits dans les documents de divulgation permanente du Fonds, qui se trouvent sur le site Web au www.sedar.com (et qui ne sont pas intégrés par renvoi dans le présent prospectus).

Jusqu'à ce que l'exploitation commerciale des projets d'aménagement avec CAÉ soit entamée, la capacité de la société à payer l'intérêt et les autres frais 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 d'aménagement avec CAÉ, des projets éventuels 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 techniques et de conception, l'exécution des travaux par des entrepreneurs, des conflits de travail et des intempéries. Même une fois achevée, une centrale 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. Une panne mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation. De plus, si les projets d'aménagement avec CAÉ ne sont pas mis en service à des fins commerciales dans les délais prescrits dans leur CAÉ respectif, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou l'autre partie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ pertinent.

Lien avec Hydro-Québec

Aux termes de la DP de 2 000 MW du Québec pour laquelle la société a soumissionné en septembre 2007, tout cas de défaut aux termes d'un CAÉ existant d'énergie éolienne conclu avec Hydro-Québec donne le droit à Hydro-Québec de mettre fin à tout CAÉ futur pouvant être signé dans le cadre de cette DP. Tout manquement de la part de la société aux termes d'un CAÉ existant relatif aux projets de Cartier avec Hydro-Québec pourrait avoir une incidence sur les projets futurs de la société au Québec. Dans le cas d'un défaut de la part de la société aux termes du projet Les Méchins, la société pourrait être considérée par Hydro-Québec comme étant en défaut aux termes d'un CAÉ qui pourrait être accordé à la société aux termes de la DP de 2 000 MW. De plus, 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 de la DP de 2 000 MW, sous réserve de certains montants prévus à cet égard. Si ces pénalités devenaient payables à Hydro-Québec, elles seraient valablement assumées dans une proportion de 38 % par la société. Se reporter à la rubrique « Description des projets éventuels — Projets éoliens — Projet Les Méchins (propriété de 38 %) ».

Aménagement de nouvelles centrales

La société participe à la construction et à l'aménagement de nouvelles centrales de production d'énergie. Ces centrales sont plus incertaines quant à leur rentabilité future que les centrales actuellement en exploitation et 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 de l'aménagement de ces nouvelles centrales. Si certaines de ces centrales de

production d'énergie 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.

Projets éventuels

Certains sites des projets éventuels comprennent des terrains pour lesquels une offre d'achat a été présentée par d'autres producteurs d'énergie indépendants ayant fait une offre pour les CAÉ relatifs à ces terrains. Si un CAÉ est accordé à un autre producteur d'énergie indépendant à l'égard de ces terrains, les projets éventuels applicables seraient réduits ou même abandonnés. Rien ne garantit qu'un projet éventuel sera réalisé.

Défaut d'exécution des contreparties

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

Lien avec les partenaires

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

Approvisionnement en éoliennes

L'aménagement et l'exploitation des centrales d'énergie éolienne de la société est tributaire de l'approvisionnement en éoliennes de tierces parties. Vu la croissance rapide de la demande en éoliennes, le prix des éoliennes a connu une hausse marquée et pourrait continuer à augmenter. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en éoliennes pourrait nuire à la rentabilité future des projets éoliens de la société et à la capacité de la société à mettre en œuvre d'autres projets éoliens. En outre, les fabricants pourraient ne pas être en mesure ou ne pas être prêts à répondre à la demande élevée en éoliennes. Rien ne garantit que ces fabricants rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la société de réaliser les projets planifiés et de respecter ses engagements aux termes des CAÉ.

Permis

À l'heure actuelle, la société ne détient pas toutes les approbations, les licences et les permis nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets d'aménagement avec CAÉ ou des projets éventuels, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets d'aménagement avec CAÉ ou des projets éventuels. Tout défaut d'obtenir les licences, les approbations ou les permis nécessaires, y compris les renouvellements ou les modifications de ceux-ci ou tout retard dans l'obtention de ces licences, approbations ou permis nécessaires, y compris des renouvellements ou des modifications de ceux-ci, pourrait entraîner un retard dans la construction des projets d'aménagement avec CAÉ ou des projets éventuels ou faire en sorte que ces projets d'aménagement avec CAÉ ne soient pas terminés. Rien ne garantit que l'un des projets éventuels donnera lieu à la mise en service d'une centrale d'exploitation.

Les permis environnementaux provinciaux et fédéraux devant être émis relativement à l'un des projets d'aménagement avec CAÉ peuvent contenir des conditions qui doivent être satisfaites avant la construction, au cours de la construction, et au cours de l'exploitation des projets d'aménagement avec CAÉ. Il est impossible de prévoir les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces permis. Se reporter à la rubrique « Description des projets d'aménagement avec CAÉ ».

Réglementation et politique

La mise en œuvre et l'exploitation des centrales de production d'énergie sont assujetties aux modifications des exigences réglementaires gouvernementales et des lois applicables, notamment les règlements concernant l'environnement, les effets environnementaux imprévisibles, la conjoncture en général et d'autres questions indépendantes de la volonté de la société.

L'exploitation des centrales de production d'énergie est assujettie à une réglementation importante imposée par divers organismes gouvernementaux, à l'échelle municipale, provinciale et fédérale. Il existe toujours un risque que les politiques et les lois gouvernementales soient modifiées, ce qui pourrait entraîner une augmentation des coûts, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur le revenu et sur le capital et des taxes municipales.

La société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses centrales. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de l'entreprise de la société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des centrales. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces centrales, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés. Ces permis et licence ne peuvent demeurer en règle que si la société se conforme à leurs modalités. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'énergie futurs.

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

Obtention de nouveaux CAÉ

L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la société est confrontée. La société s'attend à continuer de conclure des CAÉ relativement à la vente de son énergie, qu'elle obtiendra par l'intermédiaire de sa participation à des processus de DP concurrentiels. Au cours de ces processus, la société doit se mesurer aux concurrents, soit des services publics de grande envergure et de petits producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources financières nettement supérieures à celles de la société ainsi que d'autres ressources. Rien ne garantit que la société sera choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'une DP en particulier ou qu'un CAÉ existant sera renouvelé ou sera renouvelé moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs modalités respectives.

Capacité à obtenir les terrains appropriés

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

Rendement du projet

La capacité des centrales de la société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro et à OÉO ou à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant dans les revenus de la société. Si l'une des centrales 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 revenus et sa rentabilité.

Dépendance envers les CAÉ

L'énergie produite par la société est vendue aux termes d'un CAÉ à long terme. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du CAÉ pertinent ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un CAÉ pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la société pourraient être touchés de manière défavorable.

Défaillance de l'équipement

Les centrales de la société sont assujetties au risque de panne d'équipement due 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 centrale exige des temps d'arrêt plus longs que prévus 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 en subir les contrecoups.

Dépendance envers les systèmes de transport

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

Redevances d'utilisation d'énergie hydraulique

La société est tenue de verser des redevances relativement à l'eau utilisée dans ses centrales hydroélectriques qui sont exploitées commercialement. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements de l'Ontario, de la Colombie-Britannique et du Québec changent la façon dont ils règlementent l'approvisionnement en eau, cela pourrait nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la société.

Disponibilité des ressources

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. Les produits d'exploitation de la société pourraient être grandement touchés par des événements qui se répercutent sur les conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques de la société, comme les débits faibles ou élevés des cours d'eau sur lesquels les centrales hydroélectriques de la société sont situées. En cas d'inondations graves, les centrales hydroélectriques de la société pourraient être endommagées. Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les centrales éoliennes de la société sera tributaire du vent, qui varie naturellement. La faiblesse ou la force du vent à l'une des centrales éoliennes au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de cette centrale ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la société.

Évaluation des ressources éoliennes et de la production d'énergie éolienne connexe

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

Barrages sécuritaires

Les défaillances des barrages aux centrales hydroélectriques de la société pourraient entraîner une perte de capacité de production, et il se pourrait que la société engage des sommes et d'autres ressources importantes pour y remédier. Ces défaillances pourraient obliger la société à verser des dommages-intérêts importants. Rien ne garantit que le programme de barrages sécuritaires permettra de détecter des défaillances potentielles des barrages avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer tous les effets négatifs en cas de

défaillance. Les règlements en matière de sécurité des barrages pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait se répercuter sur les frais et les activités d'une centrale. Les répercussions des défaillances des barrages pourraient nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la société.

Santé, sécurité et environnement

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

Catastrophes naturelles; force majeure

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

Ressources en capital

L'aménagement et la construction futurs de nouvelles centrales ainsi que la croissance des projets d'aménagement avec CAÉ et les projets éventuels et les autres dépenses en immobilisations seront financés à partir des fonds provenant du placement de la société dans le Fonds, l'exploitation, les ventes d'actions supplémentaires et d'emprunts. 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 centrales ou d'entretenir des centrales 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 de projets d'aménagement ou d'expansion.

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. Même si les taux d'intérêt sur la dette à long terme de la société seront fixes, la société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédits bancaires à taux variable utilisées pour le financement de 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 difficiles à prévoir.

Effet de levier financier et clauses restrictives

Les activités de la société seront assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la société pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la société d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations, ses acquisitions ou ses autres projets d'aménagement pourraient être restreintes; 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 en matière d'exploitation par l'intermédiaire de clauses restrictives 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, exiger un remboursement anticipé ou imposer d'autres obligations qui limitent la capacité de la société d'augmenter son volume d'affaires, d'acquérir l'actif nécessaire ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la société. Se reporter à la rubrique « Description de la dette ».

Taux de change

La société achète à l'occasion de l'équipement auprès de fournisseurs étrangers. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles ces achat sont libellés. La société atténue ce risque, lorsque c'est possible, en fixant le prix d'achat en dollars canadiens ou en concluant des swaps de devises afin de fixer le taux de change.

Limites de l'assurance

Bien que la société estime que sa garantie d'assurance pour ses projets couvre tous les risques assurables importants, est semblable à celle que souscrirait un propriétaire ou un exploitant prudent de projets semblables et est assujettie aux franchises, aux limites et aux exclusions habituelles ou raisonnables compte tenu du coût de l'assurance et des conditions d'exploitation courante, on ne peut garantir que cette assurance continuera d'être offerte à des conditions acceptables sur le plan économique ni que sont assurés tous les événements qui pourraient donner lieu à une perte ou à un sinistre éventuel, ni que les montants d'assurance seront à tout moment suffisants pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement à l'exploitation des projets.

Litiges

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

Responsabilités non divulguées relativement à l'acquisition d'Innergex II

Dans le cadre de l'acquisition d'Innergex II, la société pourrait ne pas avoir cerné certaines responsabilités dans le cadre de son contrôle diligent préalable à la clôture de l'acquisition d'Innergex II ou des circonstances peuvent exister à l'égard d'Innergex II dont la société n'a pas connaissance, mais qui pourraient mener à des responsabilités futures et, dans chaque cas, la société pourrait ne pas avoir de recours à l'encontre des investisseurs institutionnels aux termes de la convention d'achat. Tout particulièrement, dans la mesure où avant la clôture de l'acquisition d'Innergex II, Innergex II ne s'est pas conformée aux lois applicables ou les a enfreintes, y compris les lois en matière d'environnement, de santé et de sécurité, la société sera légalement responsable de ces infractions. La découverte de responsabilités importantes à la suite de l'acquisition d'Innergex II pourrait avoir un effet défavorable important sur les

activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la société. Voir la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Acquisition d'Innergex II ».

Responsabilités non divulguées relativement à la disposition préalable des centrales

La société a vendu de nombreuses centrales de production d'électricité au Fonds, notamment les centrales Rutherford Creek, Horseshoe Bend, Anse-à-Valleau et Baie-des-Sables. La société peut, aux termes des conventions qui régissent ces acquisitions, être tenue d'indemniser le Fonds dans certaines circonstances, y compris en cas de violation des déclarations et garanties qui y sont prévues. Si la société devait encourir une responsabilité importante aux termes des conventions qui régissent ces acquisitions, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la société.

Conflits d'intérêts éventuels

Aux termes des conventions de gestion, la société est responsable de tous les services en matière de gestion et d'administration à l'égard des activités du Fonds. Comme la société et le Fonds sont des concurrents potentiels dans le secteur de l'énergie au Canada, les responsabilités de la société en tant que gestionnaire et administrateur du Fonds peuvent entrer en conflit avec les intérêts de ses actionnaires. Se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds — Conflits d'intérêts ».

Risques relatifs à la structure de la société et au placement

Les actions ordinaires n'offrent aucun historique de négociation

Les actions ordinaires n'offrent aucun historique de négociation. Rien ne garantit qu'un marché actif et liquide pour les actions ordinaires sera constitué sur toute Bourse de valeurs où ces actions ordinaires pourraient être inscrites, ce qui pourrait nuire à la valeur des actions ordinaires et à la capacité de leurs souscripteurs de les vendre au moment opportun, si tant est qu'ils le puissent.

Le cours des actions ordinaires fluctuera

Il se peut que le prix d'offre des actions ordinaires ne soit pas représentatif du cours qui prévaudrait sur le marché libre. De plus, le cours des actions ordinaires peut être volatil et pourrait connaître des fluctuations marquées en raison de divers facteurs, notamment les fluctuations réelles ou prévues des résultats d'exploitation, les modifications apportées aux estimations des résultats d'exploitation par la société ou les analystes en valeurs mobilières, l'octroi de DP, les annonces de nouveaux projets mis de l'avant par la société ou par ses concurrents, ou tout autre événement ou facteur. Les fluctuations dans l'ensemble du marché, de même que la conjoncture économique générale, peuvent avoir une incidence défavorable sur le cours des actions ordinaires.

Le souscripteur d'actions ordinaires aux termes du placement accusera une dilution immédiate

Le prix d'offre de 11,00 $ l'action ordinaire sera nettement supérieur à la valeur comptable unitaire des actions ordinaires émises avant la clôture du placement. Par conséquent, les souscripteurs d'actions ordinaires visées par le présent placement accuseront une dilution immédiate. Cette dilution est en grande partie attribuable au fait que les actionnaires fondateurs et existants ont payé un prix de beaucoup inférieur au prix d'offre lorsqu'ils ont acheté leurs actions. De plus, la levée des options aura pour effet d'accentuer la dilution pour les investisseurs, et les émissions d'actions futures pourraient avoir le même effet.

Règles EIPD

En vertu de certaines dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (les « **règles EIPD** »), une société ou une fiducie est une société ou une fiducie EIPD (collectivement, « EIPD »), selon le cas, si elle est établie au Canada, qu'elle détient un ou plusieurs biens hors portefeuille (comme ce terme est défini aux fins des règles EIPD) et que les placements dans la société ou dans la fiducie sont inscrits à la cote d'une Bourse ou à un autre marché public ou sont négociés sur une telle Bourse ou un tel autre marché public. Les placements dans une société ou une fiducie comprennent les titres de la société ou de la fiducie. Un « titre » comprend tout droit, conditionnel ou non, conféré par la fiducie ou la société particulière ou par une entité qui est membre du même groupe que la fiducie ou la société particulière, lui permettant de recevoir, soit immédiatement ou à l'avenir, un montant pouvant être raisonnablement considéré comme la totalité ou une partie du capital, des bénéfices ou du revenu de la fiducie ou de la société particulière. Il est possible que les actions ordinaires soient déterminées comme étant des titres d'Innergex II, d'Innergex Fiducie Financière et d'IPT II et dans toute société qui est membre du même groupe que la société aux fins des règles EIPD (collectivement, les « **membres du**

même groupe »). Ainsi, les membres du même groupe pourraient être considérés comme des EIPD et être imposés en conséquence à compter de 2007.

De manière générale, une EIPD est assujettie à l'impôt à l'égard de son revenu net provenant d'une entreprise qu'elle exploite au Canada et des « biens hors portefeuille » (autres que les dividendes imposables reçus), ainsi qu'à l'égard des gains en capital imposables nets réalisés lors de la disposition des biens en portefeuille. Le taux d'imposition applicable est équivalent au taux général d'impôt fédéral des sociétés (actuellement 22,12 %), majoré d'un taux de 13 % pour tenir compte de l'impôt provincial. Les gains en capital imposables réalisés par IPT II lors de la disposition des centrales seraient assujettis à cet impôt si IPT II était considérée comme une EIPD, donnant ainsi lieu à un impôt à payer d'environ 5 millions de dollars.

On ne sait toujours pas si une plus large interprétation de la définition de « titre » est prévue aux termes des règles EIPD et, par conséquent, si les membres du groupe devraient être assujettis à l'impôt à titre d'EIPD. Toutefois, comme la société serait tout de même assujettie à l'impôt sur le revenu qui lui est attribué directement ou indirectement par les membres du même groupe et, vu les diverses caractéristiques fiscales de la société et des membres du même groupe, autre que l'impôt payable par IPT II par suite de disposition des centrales (si IPT II était considérée comme une EIPD), la direction est d'avis que l'imposition des membres du même groupe à titre de EIPD n'entraînerait pas d'augmentation importante ni un devancement d'échéance de l'impôt total payable par la société et ses filiales.

Conservation des bénéfices

La société compte plutôt accumuler les bénéfices futurs et les fonds disponibles pour les utiliser aux fins de l'expansion et de la croissance de ses activités. La déclaration de paiement des dividendes futurs est à la discrétion du conseil d'administration de la société. Toute décision concernant la déclaration de dividendes futurs et les montants de dividendes, sera prise par le conseil d'administration de la société et sera tributaire de bon nombre de facteurs, notamment des ressources financières de la société, du flux de trésorerie produit par ses activités, de ses besoins de liquidités, des restrictions de ses ententes de financement et de ses ententes contractuelles actuelles et futures, ainsi que d'autres facteurs jugés pertinents par le conseil d'administration de la société. De plus, la convention de crédit régissant la facilité de crédit garantie 2006 de la société contient certaines clauses restrictives qui limitent la capacité de la société, entre autres choses, à verser des dividendes et à faire d'autres paiements et distributions assujettis à certaines restrictions. En outre, si la société contracte des dettes supplémentaires à l'avenir, la société peut être assujettie à des clauses restrictives supplémentaires, qui peuvent être plus restrictives que celles auxquelles la société est actuellement assujettie.

Coûts accrus imputables au statut d'émetteur assujetti et de société inscrite

En qualité d'« émetteur assujetti » en vertu de la législation canadienne en valeurs mobilières et de sociétés inscrites, la société engagera des frais juridiques, des frais comptables et d'autres coûts importants qu'elle n'engagerait pas comme société fermée. La société engagera des coûts associés aux obligations d'information et de gouvernance qui incombent aux émetteurs assujettis et aux sociétés inscrites. Ces règles et règlements qui s'appliquent aux émetteurs assujettis et aux sociétés inscrites auront pour effet d'augmenter les frais de conformité juridique et financière et de rendre certaines activités plus coûteuses, en terme de temps et d'argent. La société estime qu'en raison de ces règles et règlements, il lui sera plus difficile et plus coûteux de maintenir une assurance de la responsabilité civile des administrateurs et des dirigeants, et elle pourrait devoir accepter des montants de garantie et une protection limités ou devoir payer beaucoup plus pour obtenir la même protection ou une protection similaire. Par conséquent, il peut lui être plus difficile d'attirer et de retenir des personnes compétentes pour remplir les fonctions d'administrateurs ou de hauts dirigeants. La société ne peut prédire ni estimer le montant de ces coûts supplémentaires ou le moment où ils seront engagés. Voir les rubriques « Dividendes » et « Description de la dette ».

CONTRATS IMPORTANTS

Les contrats importants qui seront conclus ou qui ont été conclus au cours des deux dernières années précédant la date des présentes, autres que les contrats conclus dans le cours normal des activités, sont les suivants :

a) la convention de prise ferme intervenue entre la société, les actionnaires vendeurs et les preneurs fermes, en date du 28 novembre 2007, dont il est question à la rubrique « Mode de placement »;

b) la convention d'achat datée du 26 octobre 2007 et modifiée le 28 novembre 2007, intervenue entre la société et chacun des investisseurs institutionnels à l'égard de l'acquisition d'Innergex II, dont il est question à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Acquisition d'Innergex II »;

c) le contrat de vente des centrales intervenu le 26 octobre 2007, dans sa version modifiée le 21 novembre 2007, entre Innergex II et le Fonds à l'égard de la disposition des centrales dont il est question à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement — Disposition de certaines centrales d'Innergex II et placement privé connexe »;

d) la convention de souscription devant être conclue à la clôture du placement entre Innergex II et le Fonds visant la souscription de parts du Fonds dont il est question à la rubrique « Opérations devant être réalisées à la clôture du placement »;

e) la convention d'administration, la convention de gestion, la convention de services et la convention de coopération dont il question à la rubrique « Survol de l'entreprise — Relation avec le Fonds ».

On peut consulter des exemplaires de ces conventions et de ces contrats pendant les heures d'ouverture habituelles au bureau de la société au 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) pendant la période du placement des actions ordinaires et pendant les 30 jours suivant la réalisation du placement.

SYSTÈME D'INSCRIPTION EN COMPTE

Des certificats sous forme d'inscription en compte seulement représentant les actions ordinaires vendues dans le cadre du présent placement seront émis sous forme d'inscription à CDS ou à son prête-nom à la clôture du présent placement. Les transferts de propriété des actions ordinaires au Canada seront effectués au moyen d'un registre maintenu par les adhérents au service de dépôt de CDS (les « adhérents de CDS »), ce qui comprend des courtiers en valeurs mobilières, des banques et des sociétés de fiducie. Un accès indirect au système d'inscription en compte de CDS est également offert à d'autres institutions qui entretiennent des relations de dépôt avec un adhérent de CDS, soit directement ou indirectement. Chaque acquéreur d'une action ordinaire recevra un avis d'exécution de l'adhérent de CDS de qui cette action ordinaire est achetée conformément aux pratiques et aux procédures de cet adhérent de CDS.

LITIGES EN COURS

À l'heure actuelle, il n'y a aucune réclamation juridique importante contre la société, bien qu'elle puisse participer à diverses procédures judiciaires dans le cours normal des activités.

EXPERTS

Certaines questions d'ordre juridique concernant l'émission et la vente des actions ordinaires offertes aux présentes seront examinées pour le compte de la société par McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l. et pour le compte des preneurs fermes par Borden Ladner Gervais s.r.l. En date des présentes, les associés et les avocats salariés de McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l. et de Borden Ladner Gervais s.r.l. ne sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, d'aucune action ordinaire.

VÉRIFICATEURS, AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES ET AGENT DES TRANSFERTS

Les vérificateurs de la société sont Samson Bélair Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l., comptables agréés, 1111, rue Saint-Charles Ouest, bureau 550, Tour Est, Longueuil (Québec) J4K 5G4.

L'agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts à l'égard des actions ordinaires est Services aux investisseurs Computershare inc.

DROITS DE RÉSOLUTION ET SANCTIONS CIVILES

La législation en valeurs mobilières de certaines provinces du Canada confère aux acquéreurs un droit de résolution à l'égard des conventions de souscription de titres. Ce droit peut être exercé dans les deux jours ouvrables suivant la réception réelle ou réputée d'un prospectus et de toute modification. Dans plusieurs des provinces et des territoires, la législation en valeurs mobilières prévoit également des recours en nullité ou, dans certains cas, des dommages-intérêts si le prospectus ou toute modification contient de l'information fausse ou trompeuse ou s'ils ne sont pas transmis à l'acquéreur. Toutefois, ces recours doivent être exercés par l'acquéreur dans les délais prescrits par la législation en valeurs mobilières de la province ou du territoire où il réside. L'acquéreur se reportera aux dispositions applicables de la législation en valeurs mobilières de sa province ou de son territoire pour en connaître les détails ou consultera un avocat.

INDEX DES ÉTATS FINANCIERS

	Page
Consentement des vérificateurs de Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.	F-2
États financiers vérifiés et non vérifiés d'Innergex Management Inc	F-3
Rapport des vérificateurs de Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.	F-4
États des résultats et des bénéfices non répartis pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004	F-5
Bilans au 30 juin 2007 et aux 31 décembre 2006 et 2005	F-6
États des flux de trésorerie pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004	F-7
Notes complémentaires	F-8
États financiers consolidés vérifiés et non vérifiés d'Innergex II, Fonds de revenu	F-15
Rapport des vérificateurs de Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.	F-16
États consolidés des résultats et du déficit pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004	F-17
Bilans consolidés au 30 juin 2007 et aux 31 décembre 2006 et 2005	F-18
États consolidés des flux de trésorerie pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004	F-19
Notes complémentaires	F-21
États financiers consolidés pro forma non vérifiés d'Innergex énergie renouvelable inc	F-37
Rapport sur la compilation de Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.	F-38
États consolidés des résultats *pro forma* non vérifiés pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	F-40
Bilan consolidé *pro forma* non vérifié au 30 juin 2007	F-42
Notes complémentaires	F-44

CONSENTEMENT DES VÉRIFICATEURS

Nous avons lu le prospectus d'Innergex énergie renouvelable inc. (auparavant, Innergex Management Inc.) (la « Société ») daté du 28 novembre 2007 visant le placement d'actions ordinaires de la Société. Nous nous sommes conformés aux normes généralement reconnues du Canada concernant l'intervention du vérificateur sur des documents de placement.

Nous consentons à ce que soit inclus dans le prospectus susmentionné notre rapport aux administrateurs de la Société portant sur les bilans de la Société aux 31 décembre 2006 et 2005, et sur les états des résultats et des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2006. Notre rapport est daté du 23 mars 2007 (sauf en ce qui concerne la note 17 pour lequel il est daté du 28 novembre 2007).

Nous consentons également à ce que soit inclus dans le prospectus susmentionné notre rapport aux administrateurs d'Innergex II, Fonds de revenu portant sur les bilans consolidés aux 31 décembre 2006 et 2005, et sur les états consolidés des résultats et du déficit et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2006. Notre rapport est daté du 30 mars 2007 (sauf en ce qui concerne la note 23, pour lequel il est daté du 28 novembre 2007).

Longueuil (Québec)
Le 28 novembre 2007

(signé) Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.
Comptables agréés

États financiers

INNERGEX
MANAGEMENT INC.

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux administrateurs de INNERGEX MANAGEMENT INC.

Nous avons vérifié les bilans d'Innergex Management Inc. (la « Société ») aux 31 décembre 2006 et 2005 et les états des résultats et des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2006. 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 donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2006 et 2005 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2006 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

(signé) Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.
Comptables agréés
Longueuil (Québec)

Le 23 mars 2007 (le 28 novembre 2007 pour la note 17)

INNERGEX MANAGEMENT INC.

États des résultats et des bénéfices non répartis

Semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$ (non vérifié)	$ (non vérifié)	$	$	$
Produits					
Frais de gestion	**3 504 563**	2 991 152	**6 236 995**	4 733 663	3 413 961
Charges					
Salaires	**2 688 705**	2 257 938	**4 707 358**	3 705 629	2 738 534
Frais généraux et administratifs	**517 770**	471 054	**997 577**	723 825	567 761
Amortissement des immobilisations	**103 120**	87 711	**182 767**	123 292	64 205
Charge au titre de l'entente de partage incitative	**45 246**	45 246	**90 493**	50 613	—
	3 354 841	2 861 949	**5 978 195**	4 603 359	3 370 500
Bénéfice avant les éléments suivants :	**149 722**	129 203	**258 800**	130 304	43 461
Intérêts sur la dette à long terme	**23 803**	9 918	**20 175**	20 402	20 729
Perte (gain) à la cession d'immobilisations	**6 747**	—	**52**	(100)	(700)
Répartition du gain sur placement	—	—	—	(2 050 335)	—
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**119 172**	119 285	**238 573**	2 160 337	23 432
Impôts sur les bénéfices (note 9)					
Exigibles	**42 087**	27 526	**69 910**	289 627	20 603
Futurs	**(21 052)**	(1 589)	**(10 100)**	(5 586)	(14 198)
	21 035	25 937	**59 810**	284 041	6 405
Bénéfice net et résultat étendu	**98 137**	93 348	**178 763**	1 876 296	17 027
Bénéfices non répartis au début	**1 802 835**	1 624 072	**1 624 072**	21 188	4 161
Impôts remboursables	—	—	—	(273 412)	—
Bénéfices non répartis à la fin	**1 900 972**	1 717 420	**1 802 835**	1 624 072	21 188
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	**6 869**	5 657	**5 657**	167	12
Bénéfice net par action	**14,28**	16,50	**31,60**	11 258,39	1 418,92

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers.

INNERGEX MANAGEMENT INC.
Bilans
Au 30 juin 2007 et aux 31 décembre 2006 et 2005

	30 juin 2007	31 déce 2006	mbre 2005
	$	$ (non vérifié)	$
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**320 470**	**523 507**	316 278
Débiteurs (note 3)	**1 895 553**	**514 244**	469 123
Tranche à court terme de la distribution à recevoir d'une fiducie sous gestion commune	**512 584**	**512 584**	512 584
Charges payées d'avance	**42 050**	**15 803**	10 050
	2 770 657	**1 566 138**	1 308 035
Dépôt de garantie	**5 775**	**5 775**	—
Immobilisations (note 4)	**602 746**	**606 418**	445 268
Distribution à recevoir d'une fiducie sous gestion commune	**1 537 751**	**1 537 751**	1 537 751
Placement dans une fiducie sous gestion commune (note 5)	**13 235**	**13 235**	13 235
Impôts futurs	**49 036**	**27 984**	17 884
	4 979 200	**3 757 301**	3 322 173
PASSIF			
Passif à court terme			
Créditeurs et charges à payer (note 6)	**2 445 885**	**1 260 429**	878 967
Impôts à payer	**3 073**	**77 109**	552 206
Intérêts à payer sur la dette à long terme	**20 000**	**10 082**	10 082
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 7)	**250 000**	**250 000**	250 000
	2 718 958	**1 597 620**	1 691 255
Dette à long terme (note 7)	**350 000**	**350 000**	—
	3 068 958	**1 947 620**	1 691 255
CAPITAUX PROPRES			
Capital-actions (note 8)	**9 270**	**6 846**	6 846
Bénéfices non répartis	**1 900 972**	**1 802 835**	1 624 072
	1 910 242	**1 809 681**	1 630 918
	4 979 200	**3 757 301**	3 322 173

Engagements (note 14)

Au nom du conseil,

(signé) Gilles Lefrançois
administrateur

(signé) Michel Letellier
administrateur

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers.

INNERGEX MANAGEMENT INC.
États des flux de trésorerie
Semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$	$	$	$	$
	(non vérifié)	(non vérifié)			
Activités d'exploitation					
Bénéfice net	**98 137**	93 348	**178 763**	1 876 296	17 027
Éléments sans effet sur la trésorerie :					
Amortissement des immobilisations	**103 120**	87 711	**182 767**	123 292	64 205
Perte (gain) à la cession d'immobilisations	**6 747**	—	**52**	(100)	(700)
Impôts futurs	**(21 052)**	(1 589)	**(10 100)**	(5 586)	(14 198)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation (note 10)	**(286 218)**	693 336	**(144 509)**	763 575	26 928
	(99 266)	872 806	**206 973**	2 757 477	93 262
Activités de financement					
Émission de capital-actions	**2 424**	—	—	5 645	—
Produit tiré de la dette à long terme	—	—	**350 000**	—	—
Impôts remboursables	—	—	—	(273 412)	—
	2 424	—	**350 000**	(267 767)	—
Activités d'investissement					
Dépôt de garantie	—	(5 775)	**(5 775)**	—	—
Ajouts aux immobilisations	**(107 165)**	(154 213)	**(363 646)**	(361 047)	(46 455)
Placement dans une fiducie sous gestion commune	—	—	—	(13 235)	—
Augmentation de la distribution à recevoir d'une fiducie sous gestion commune	—	—	—	(2 050 335)	—
Produit de la cession d'immobilisations	**970**	—	**19 677**	100	700
	(106 195)	(159 988)	**(349 744)**	(2 424 517)	(45 755)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(203 037)**	712 818	**207 229**	65 193	47 507
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	**523 507**	316 278	**316 278**	251 085	203 578
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	**320 470**	1 029 096	**523 507**	316 278	251 085

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont uniquement composés de la trésorerie.
Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 10.

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers.

INNERGEX MANAGEMENT INC.
Notes complémentaires
Semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004

1. Description des activités

Innergex Management Inc. (la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu des lois du Canada. La Société fournit des services de gestion et d'administration.

2. Principales conventions comptables

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

Mode de présentation — Information financière intermédiaire

L'information financière intermédiaire aux 30 juin 2007 et 2006 n'est pas vérifiée. Toutefois, de l'avis de la direction, cette information a été préparée sur la même base que les états financiers vérifiés annuels et inclut tous les ajustements (comprenant uniquement les ajustements récurrents normaux) considérés comme nécessaires pour présenter fidèlement la situation financière et les résultats d'exploitation des périodes présentées. Toutefois, les résultats intermédiaires ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats pour toute période future.

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.

Immobilisations

Les immobilisations sont inscrites au coût et amorties sur leur vie utile estimative selon la méthode de l'amortissement linéaire aux taux annuels suivants :

	%
Mobilier et agencement	20
Matériel informatique	30
Logiciels	30
Améliorations locatives	33,
Œuvres d'art	—

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 fiducie sous gestion commune

Ce placement est inscrit au coût, et le revenu de placement qui en découle est constaté au moment où une distribution est déclarée par la fiducie.

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 le recouvrement est raisonnablement assuré.

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'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. Un actif d'impôts futurs est constaté lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'il se réalisera.

Montant par action

Le bénéfice net par action est calculé en divisant le bénéfice net par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de la période.

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.

3. Débiteurs

	30 juin 2007	31 déce 2006	mbre 2005
	$	$	$
		(non vérifié)	
Sommes à recevoir de sociétés sous gestion commune	**1 863 260**	**492 302**	447 578
Avances sans intérêts à des sociétés sous gestion commune	**27 087**	**21 813**	21 545
Avances à des employés	**5 020**	**—**	—
Clients	**186**	**129**	—
	1 895 553	**514 244**	469 123

4. Immobilisations

	30 juin 2007		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
	$	$	$
		(non vérifié)	
Mobilier et agencement	**336 721**	**164 063**	**172 658**
Matériel informatique	**430 640**	**258 758**	**171 882**
Logiciels	**281 597**	**37 784**	**243 813**
Améliorations locatives	**55 004**	**47 829**	**7 175**
Œuvres d'art	**7 218**	**—**	**7 218**
	1 111 180	**508 434**	**602 746**

	31 décembre 2006		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
	$	$	$
Mobilier et agencement	**307 083**	**131 518**	**175 565**
Matériel informatique	**418 467**	**220 594**	**197 873**
Logiciels	**230 587**	**15 459**	**215 128**
Améliorations locatives	**55 004**	**44 370**	**10 634**
Œuvres d'art	**7 218**	**—**	**7 218**
	1 018 359	**411 941**	**606 418**

	31 décembre 2005		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
	$	$	$
Mobilier et agencement	**274 763**	**72 725**	**202 038**
Matériel informatique	**308 019**	**118 132**	**189 887**
Logiciels	**29 439**	**6 590**	**22 849**
Améliorations locatives	**55 004**	**31 728**	**23 276**
Œuvres d'art	**7 218**	**—**	**7 218**
	674 443	**229 175**	**445 268**

5. Placement dans une fiducie sous gestion commune

	30 juin 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
	$	$ (non vérifié)	$
Innergex II, Fonds de revenu 13 235 parts représentant environ 15 % des parts émises	13 235	13 235	13 235

6. Créditeurs et charges à payer

	30 juin 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
	$	$ (non vérifié)	$
Clients et charges à payer	509 465	829 527	656 926
Sommes à payer à des sociétés sous gestion commune	1 936 420	430 902	222 041
	2 445 885	1 260 429	878 967

7. Dette à long terme

	30 juin 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
	$	$ (non vérifié)	$
Effet à payer à un actionnaire, portant intérêt à un taux de 8 %, remboursable sur demande	250 000	250 000	250 000
Effet à payer à une société sous contrôle commun, portant intérêt à un taux de 8 %, sans délai de remboursement. Il n'est pas prévu que cette dernière exige de remboursement à court terme	350 000	350 000	—
	600 000	600 000	250 000
Tranche à court terme de la dette à long terme	250 000	250 000	250 000
	350 000	350 000	—

8. Capital-actions

Autorisé

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 ont le droit de recevoir un montant correspondant à celui versé par 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.

		30 juin 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
		$ (non vérifié)	$	$
Émis				
1	action de catégorie A	1	1	1
8 081	actions de catégorie B (5 657 en 2006 et en 2005)	9 269	6 845	6 845
		9 270	6 846	6 846

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

9. Impôts sur les bénéfices

Le taux d'imposition effectif de la Société diffère du taux d'imposition de base combiné (fédéral et provincial) au Canada. Cet écart s'explique comme suit :

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$ (non vérifié)	$ (non vérifié)	$	$	$
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**119 172**	119 285	**238 573**	2 160 337	23 432
Taux canadien d'imposition prévu par la loi	**32,02%**	32,02%	**32,02%**	31,02%	31,02%
Impôts sur les bénéfices calculés selon le taux d'imposition prévu par la loi	**38 159**	38 195	**76 391**	670 137	7 269
Déduction accordée aux petites entreprises	**(14 375)**	(13 256)	**(29 043)**	(10 626)	(2 652)
Charges non déductibles	**1 844**	1 315	**9 161**	2 502	1 872
Gain en capital imposable à un taux moindre	—	—	—	(375 960)	—
Autres	**(4 593)**	(317)	**3 301**	(2 012)	(84)
	21 035	25 937	**59 810**	284 041	6 405

L'actif d'impôts futurs se compose des écarts temporaires découlant du fait que la valeur fiscale des immobilisations est plus élevée que leur valeur comptable.

10. Renseignements supplémentaires liés aux états des flux de trésorerie

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

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$ (non vérifié)	$ (non vérifié)	$	$	$
Débiteurs	**(1 471 802)**	(166 983)	**(45 121)**	(267 609)	(109 210)
Charges payées d'avance	**(26 247)**	(11 750)	**(5 753)**	1 911	(8 817)
Créditeurs et charges à payer	**1 275 949**	1 380 707	**381 462**	477 040	144 818
Intérêts à payer à un actionnaire	**9 918**	9 918	—	27	137
Impôts à payer	**(74 036)**	(518 556)	**(475 097)**	552 206	—
	(286 218)	693 336	**(144 509)**	763 575	26 928
Renseignements supplémentaires					
Intérêts payés	—	—	**20 175**	20 374	20 592
Impôts payés	**77 411**	546 082	**546 082**	—	—

11. Opérations entre apparentés

La Société a conclu les opérations suivantes avec des entités sous gestion commune :

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$ (non vérifié)	$ (non vérifié)	$	$	$
Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation					
i)					
Services réguliers	**443 593**	436 907	**873 814**	752 759	620 838
Frais liés aux acquisitions d'entreprises	**272 381**	327 760	**327 760**	20 557	223 305
Services additionnels	**80 972**	26 515	**78 710**	82 455	20 970
Honoraires incitatifs	**164 533**	164 532	**329 065**	139 886	44 160
Total des produits au titre des					

honoraires de gestion	**961 479**	955 714	**1 609 349**	995 657	909 273
Innergex Énergie, Fonds de revenu ii)					
Produits au titre des honoraires de gestion	**54 429**	53 609	**107 218**	104 369	101 606
Innergex II, Fonds de revenu iii)					
Produits au titre des honoraires de gestion	**2 488 655**	1 981 829	**4 520 428**	3 633 637	2 403 082
	3 504 563	2 991 152	**6 236 995**	4 733 663	3 413 961
Innergex II, Fonds de revenu iv)					
Charge au titre de l'entente de partage incitative	**45 246**	45 246	**90 493**	50 613	—

	30 juin 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
	$	$	$
	(non vérifié)		
Débiteurs à recevoir des apparentés			
Montants à recevoir d'autres sociétés sous gestion commune	**134 704**	**152 997**	445
Montants à recevoir d'Innergex II, Fonds de revenu	**472 994**	**276 734**	331 283
Montants à recevoir d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation	**1 071 828**	**6 973**	—
Montants à recevoir d'Innergex Énergie, Fonds de revenu	**183 734**	**55 598**	115 850
	1 863 260	**492 302**	447 578
Créditeurs à payer aux apparentés			
Innergex II, Fonds de revenu :			
Honoraires incitatifs à verser	**45 246**	**90 493**	50 613
Créditeurs	**1 891 174**	**340 409**	171 428

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.

La Société fournit des services de gestion et d'administration aux termes des conventions de gestion et d'administration suivantes :

i) Convention de gestion

Aux termes de cette convention, la Société fournit à Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation (la « Fiducie d'exploitation ») divers services. 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 à Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « 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 réguliers 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 se terminant le 31 décembre 2007, le montant annuel maximal pouvant être facturé pour ces services réguliers s'établit à 886 922 $ (873 814 $ en 2006, 752 759 $ en 2005 et 620 838 $ en 2004). Des montants ont été facturés pour des acquisitions d'entreprises et des services additionnels non inclus dans les services réguliers. 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. La convention de gestion est d'une durée initiale de 20 ans prenant fin en juillet 2023, laquelle pourra être ultérieurement reconduite pour des périodes successives de cinq ans. Tous les montants gagnés relativement aux services réguliers, aux acquisitions d'entreprises, aux services additionnels et aux honoraires incitatifs figurent dans le tableau de la page précédente.

ii) Convention d'administration

Aux termes de cette convention, la Société rend certains services administratifs et de soutien au Fonds, notamment ceux 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 qu'on fournisse 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 se terminant le 31 décembre 2007, le montant annuel maximal pouvant être facturé s'établit à 108 858 $ (107 218 $ en 2006, 104 369 $ en 2005 et 101 606 $ en 2004). 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 est d'une durée initiale de 20 ans prenant fin en juillet 2023, laquelle pourra être ultérieurement reconduite pour des périodes successives de cinq ans.

iii) Produits au titre des honoraires de gestion

Tous les frais d'exploitation qui n'ont pas été recouvrés par Innergex Management Inc. sont à la charge d'Innergex II, Fonds de revenu.

iv) Entente de partage incitative

Aux termes de cette entente, la Société a 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.

12. Impôts remboursables

Tant que la Société demeure une société privée sous contrôle canadien au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu,* une partie de ses impôts peut lui être remboursée au moment du versement des dividendes imposables aux détenteurs d'actions. Ces impôts sont portés au débit des bénéfices non répartis, tandis que le recouvrement est porté au crédit des bénéfices non répartis. Le montant correspondant aux impôts remboursables cumulés était de 273 412 $ au 30 juin 2007, au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005, respectivement.

13. Dépendance économique

Au cours des semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006, Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation et Innergex II, deux entités sous gestion commune, ont contribué pour respectivement 71 % et 27 % des produits de la Société au 30 juin 2007, comparativement à 66 % et à 32 % pour la période correspondante de 2006. Pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004, les mêmes entités ont représenté respectivement 72 % et 26 % des produits en 2006, 77 % et 21 % en 2005, et 70 % et 27 % en 2004. Se reporter à la note 11 pour plus de détails sur les opérations entre apparentés.

14. Engagements

La Société s'est engagée à effectuer des paiements totalisant 1 948 868 $ en vertu de contrats de location-exploitation pour du matériel et des locaux à bureaux.

Au 30 juin 2007, les paiements de location minimaux des cinq prochains exercices et par la suite se présentent approximativement comme suit :

	$
2008	419 946
2009	419 946
2010	419 946
2011	419 946
2012	269 084
Par la suite..	—
	1 948 868

15. Instruments financiers

Juste valeur

La juste valeur de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des débiteurs, de la tranche à court terme de la distribution à recevoir d'une fiducie sous gestion commune, des créditeurs et charges à payer, des intérêts à payer à un actionnaire ainsi que de l'effet à payer à un actionnaire se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur échéance à court terme.

Parce que son remboursement ne comporte pas d'échéance fixe, la juste valeur de l'effet à payer à une société sous contrôle commun n'a pu être déterminée.

Risque de taux d'intérêt

La dette à long terme porte intérêt à des taux fixes. Par conséquent, le risque de flux de trésorerie connexe n'est pas important.

16. Chiffres correspondants

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

17. Événements postérieurs

Premier appel public à l'épargne

Le 28 novembre 2007, la Société a déposé un prospectus auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières relativement à un premier appel public à l'épargne portant sur 10 455 000 actions ordinaires au prix de 11,00 $ l'action (le « placement ») pour un produit net de 102 967 237 $, déduction faite des honoraires des preneurs fermes de 6 037 763 $ et des frais estimatifs liés au placement de 6 000 000 $. À la clôture du placement, les investisseurs institutionnels souscriront à 5 342 620 actions ordinaires additionnelles de la Société au prix d'offre en contrepartie d'un montant total de 58 768 822 $ au moyen du réinvestissement de (i) 11 618 822 $ de distributions versées à la Société par Innergex II relativement au gain réalisé par Innergex II à la clôture de la cession de la centrale Rutherford Creek en décembre 2005 et (ii) d'un montant additionnel en espèces de 47 150 000 $. À la clôture du placement, la Société utilisera le produit net du placement et du réinvestissement concomitant pour effectuer les opérations suivantes :

	$
Remboursement ou acquisition des billets à ordre d'Innergex II, Fonds de revenu	123 875 000
Financement en capitaux propres dans des projets en cours de développement	30 000 000
Dividende versé aux actionnaires de la Société	3 781 079
Aux fins du fonds de roulement et à des fins internes générales	4 079 980
	161 736 059

À la clôture du placement, la Société acquerra des investisseurs institutionnels leurs participations en titres de capitaux propres de Innergex II, de telle sorte que Innergex II sera détenue en propriété exclusive par la Société, pour un prix d'achat de 63 364 165 $, lequel sera effectivement payé par l'émission de 5 760 379 actions ordinaires à l'intention des investisseurs institutionnels au prix d'offre.

Capital-actions

Immédiatement avant la clôture du premier appel public à l'épargne, la Société procédera à une réorganisation du capital-actions aux termes de laquelle les statuts de la Société seront modifiés pour i) créer une nouvelle catégorie d'actions ordinaires; ii) créer une nouvelle catégorie d'actions privilégiées sans droit de vote pouvant êtres émises en séries et iii) annuler les actions de catégories A et B autorisées auparavant. Immédiatement avant la clôture du premier appel public à l'épargne, les actions de catégorie B seront converties en 1 942 001 actions ordinaires et l'action de catégorie A en circulation sera rachetée et annulée en contrepartie d'un montant nominal.

Dénomination sociale

Avec prise d'effet le 30 juin 2007, la Société changera sa dénomination sociale pour exercer ses activités sous le nom d'Innergex énergie renouvelable inc.

Conventions de gestion et d'administration

Les conventions de gestion et d'administration ont été prorogées jusqu'en juillet 2030.

Régime d'options d'achat d'actions

Avant la clôture du placement, la Société a établi un régime d'options d'achat d'actions (le « régime d'options d'achat d'actions ») qui prévoit l'octroi d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants et aux administrateurs de la Société et de ses filiales visant l'achat d'actions ordinaires. Le prix de levée des options octroyées aux termes du régime d'options d'achat d'actions ne pourra pas être inférieur au cours du marché des actions ordinaires à la date de l'octroi de l'option, calculé selon le cours moyen pondéré des actions ordinaires à la TSX pour les cinq jours de Bourse précédant immédiatement la date de l'octroi. Le nombre maximum total d'actions pouvant être assujetties à des options octroyées aux termes du régime d'options d'achat d'actions se chiffre à 2 350 000, soit 10 % des actions ordinaires émises et en circulation à la clôture du premier appel public à l'épargne. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises aux initiés, tel que ce terme est défini dans le régime d'options d'achat d'actions, ne peut à tout moment excéder 10 % des actions ordinaires émises et en circulation et ne peut excéder 10 % des actions ordinaires émises et en circulation au cours de toute période de un an. Toutes les actions ordinaires faisant l'objet d'une option qui vient à échéance ou expire sans avoir été intégralement levée peuvent de nouveau faire l'objet d'une option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises aux administrateurs qui ne sont pas des membres de la direction de la Société ne peut excéder à tout moment 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Les options doivent être levées au cours d'une période fixée par le conseil d'administration qui ne peut être supérieure à 10 ans suivant la date de l'octroi. À la discrétion du conseil d'administration, les options octroyées aux termes du régime d'options d'achat d'actions seront acquises en quatre montants égaux au cours de chacune des quatre années suivant la date d'octroi.

Si l'emploi, le poste ou le mandat d'administrateur du titulaire d'options auprès de la Société prend fin pour un motif valable, les options n'ayant pas été levées deviendront caduques immédiatement. Si un titulaire d'options décède ou devient, de l'avis du conseil d'administration, invalide de façon permanente, les options

pourront être levées à l'égard du nombre d'actions ordinaires que le titulaire d'options avait le droit d'acquérir au moment du décès ou de l'invalidité permanente, selon le cas, pendant une période de six mois ou de un an suivant la date du décès ou de l'invalidité permanente. Si l'emploi, le poste ou le mandat d'administrateur auprès de la Société prend fin pour toute autre raison qu'un décès, une invalidité permanente ou un licenciement motivé, les options peuvent être levées à l'égard du nombre d'actions ordinaires que le titulaire d'options avait le droit d'acquérir au moment de cette cessation d'emploi. Ces options peuvent être levées pendant une période de 90 jours suivant cette date.

Le régime d'options d'achat d'actions sera administré par le conseil d'administration ou, si le conseil d'administration en a décidé ainsi, par le conseil d'administration en collaboration avec le comité de rémunération, de régie d'entreprise et des candidatures.

Rapport des vérificateurs

Aux administrateurs de INNERGEX II, FONDS DE REVENU

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Innergex II, Fonds de revenu (« Innergex II ») aux 31 décembre 2006 et 2005 et les états consolidés des résultats et du déficit et des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2006. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de Innergex II. 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 Innergex II aux 31 décembre 2006 et 2005 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2006 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

(signé) Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.
Comptables agréés
Longueuil (Québec)

Le 30 mars 2007
(le 28 novembre 2007 pour la note 23)

INNERGEX II, FONDS DE REVENU
États consolidés des résultats et du déficit
Semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et exercices terminés les
31 décembre 2006, 2005 et 2004

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$ (non vérifié)	$ (non vérifié)	$	$	$
Produits					
Produits d'exploitation	**6 328 499**	1 683 895	**4 177 043**	3 472 471	6 863 290
Honoraires de gestion	**56 213**	96 530	**199 964**	50 613	—
	6 384 712	1 780 425	**4 377 007**	3 523 084	6 863 290
Charges					
Charges d'exploitation	**710 283**	169 542	**424 977**	788 624	3 133 188
Frais généraux et administratifs	**393 289**	186 089	**440 415**	539 230	577 786
	1 103 572	355 631	**865 392**	1 327 854	3 710 974
Bénéfice avant les éléments suivants :	**5 281 140**	1 424 794	**3 511 615**	2 195 230	3 152 316
Amortissement	**(2 361 288)**	(543 182)	**(1 399 117)**	(1 283 364)	(1 078 851)
Radiation de coûts liés au développement de projets et de frais reportés	**(5 278 546)**	—	**(592 450)**	(2 830 324)	(18 377)
Gain à la cession de placements	**—**	—	**1 951 616**	18 259 758	684 422
Gain (perte) sur les instruments financiers dérivés (note 19)	**3 863 188**	5 184 942	**(287 745)**	(1 305 257)	(198 976)
Intérêts des coentreprises	**282 355**	—	**215 895**	688 373	675 886
Distribution provenant des coentreprises	**—**	—	**—**	192 769	177 178
Intérêts créditeurs	**499 890**	285 217	**386 892**	57 466	134 049
Intérêts sur la dette à long terme	**(2 009 796)**	(445 658)	**(1 145 099)**	(1 782 790)	(994 396)
Intérêts sur l'emprunt bancaire	**(111 372)**	—	**(49 238)**	—	—
Intérêts sur les billets à ordre	**(897 467)**	(859 975)	**(1 627 482)**	(1 349 400)	(1 538 043)
Distribution sur les parts privilégiées	**—**	—	**—**	(365 196)	(429 984)
Perte de change	**(2 531)**	(2 690)	**(10 919)**	(102 602)	(1 891)
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**(734 427)**	5 043 448	**953 968**	12 374 663	563 333
Impôts sur les bénéfices (note 15)	**1 785**	23 029	**16 282**	—	—
(Perte nette) bénéfice net et résultat étendu	**(736 212)**	5 020 419	**937 686**	12 374 663	563 333
Déficit au début	**(2 697 864)**	(3 635 550)	**(3 635 550)**	(2 341 057)	(2 904 390)
Distribution déclarée sur les parts ordinaires	**—**	—	**—**	(13 669 156)	—
(Déficit) bénéfices non répartis à la fin	**(3 434 076)**	1 384 869	**(2 697 864)**	(3 635 550)	(2 341 057)

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

INNERGEX II, FONDS DE REVENU
Bilans consolidés
Au 30 juin 2007 et aux 31 décembre 2006 et 2005

	30 juin 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
	$	$	$
		(non vérifié)	
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**15 300 457**	**8 904 632**	31 989 609
Débiteurs (note 4)	**7 570 738**	**23 201 872**	8 984 047
Instruments financiers derives (note 19)	**3 589 885**	**—**	134 211
Autres actifs à court terme	**276 730**	**335 321**	112 070
	26 737 810	**32 441 825**	41 219 937
Fonds détenus en fiducie	**852 278**	**1 887 585**	11 025 675
Prêt consenti à une entité sous gestion commune portant intérêt à 8 % et dont l'échéance de remboursement n'est pas fixe	**350 000**	**350 000**	—
Placements dans les coentreprises (note 5)	**680 000**	**4 873 213**	100
Immobilisations corporelles (note 6)	**85 845 699**	**87 569 670**	19 030 514
Actifs incorporels (note 7)	**18 002 186**	**18 066 349**	5 605 967
Coûts liés au développement de projets (note 8)	**107 764 045**	**69 183 286**	36 227 911
Coûts reportés et coûts de pré-exploitation reportés (note 9)	**6 762 754**	**7 308 127**	6 476 664
Instruments financiers derives (note 19)	**619 769**	**500 000**	500 000
	247 614 541	**222 180 055**	120 086 768
PASSIF			
Passif à court terme			
Emprunt bancaire (note 10)	**8 000 000**	**7 000 000**	—
Créditeurs et charges à payer	**14 044 252**	**14 702 273**	5 788 827
Retenues aux fins de la construction	**1 655 790**	**1 210 775**	301 100
Instruments financiers dérivés	**—**	**153 534**	—
Tranche à court terme de la distribution à payer sur les parts ordinaires	**3 417 289**	**3 417 289**	3 417 289
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 12)	**1 104 476**	**362 574**	—
	28 221 807	**26 846 445**	9 507 216
Obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation (note 11)	**549 184**	**526 946**	—
Dette à long terme (note 12)	**94 062 524**	**69 289 426**	16 000 000
	122 833 515	**96 662 817**	25 507 216
Part des porteurs de parts			
Billets à ordre (note 13)	**117 875 000**	**117 875 000**	87 875 000
Distribution à payer sur les parts ordinaires	**10 251 867**	**10 251 867**	10 251 867
	128 126 867	**128 126 867**	98 126 867
CAPITAUX PROPRES NÉGATIFS			
Parts du Fonds (note 14)	**88 235**	**88 235**	88 235
Déficit	**(3 434 076)**	**(2 697 864)**	(3 635 550)
	(3 345 841)	**(2 609 629)**	(3 547 315)
	247 614 541	**222 180 055**	120 086 768

Engagements (note 20)

Au nom du conseil des fiduciaires,

(signé) Cyrille Vittecoq, fiduciaire

(signé)
Gilles Lefrançois, fiduciaire

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

INNERGEX II, FONDS DE REVENU
États consolidés des flux de trésorerie
Semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et exercices terminés les
31 décembre 2006, 2005 et 2004

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$ (non vérifié)	$ (non vérifié)	$	$	$
Activités d'exploitation					
(Perte nette) bénéfice net	**(736 212)**	5 020 419	**937 686**	12 374 663	563 333
Éléments sans effet sur la trésorerie :					
Amortissement des immobilisations corporelles	**2 196 185**	350 844	**1 068 676**	720 216	822 556
Amortissement des actifs incorporels	**64 163**	64 084	**128 245**	159 135	81 124
Amortissement des frais reportés et des coûts de pré-exploitation	**100 940**	128 254	**202 196**	404 013	175 171
Désactualisation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	**22 238**	—	**3 707**	—	—
(Gain non réalisé) perte non réalisée sur les instruments financiers dérivés	**(3 863 188)**	(5 184 942)	**287 745**	—	—
Radiation de coûts liés au développement de projets	**3 540 240**	—	**592 450**	2 830 324	18 377
Radiation de coûts reportés liés aux projets et de coûts de pré-exploitation	**1 738 306**	—	**—**	—	—
Gain à la cession de placements	**—**	—	**(1 951 616)**	(18 259 758)	(684 422)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation (note 16)	**15 476 719**	(4 688 153)	**(4 617 955)**	9 487 676	2 029 299
	18 539 391	(4 309 494)	**(3 348 866)**	7 716 269	3 005 438
Activités de financement					
Augmentation de l'emprunt bancaire	**1 000 000**	—	**7 000 000**	—	—
(Rachat) émission de parts privilégiées	**—**	—	**—**	(14 925 000)	3 000 000
Distribution sur les parts ordinaires	**—**	—	**—**	(13 669 156)	—
Émission de parts ordinaires	**—**	—	**—**	7 590	1 697
Augmentation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	**—**	—	**523 239**	—	—
Produit tiré de la dette à long terme	**25 515 000**	—	**53 652 000**	11 790 828	10 802 500
Augmentation des billets à ordre	**—**	15 000 000	**30 000 000**	37 475 000	12 000 000
	26 515 000	15 000 000	**91 175 239**	20 679 262	25 804 197

INNERGEX II, FONDS DE REVENU
États consolidés des flux de trésorerie (suite)
Semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et exercices terminés les
31 décembre 2006, 2005 et 2004

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$ (non vérifié)	$ (non vérifié)	$	$	$
Activités d'investissement					
Diminution (augmentation) des fonds détenus en fiducie	**1 035 307**	(5 338 395)	**9 138 090**	(5 396 506)	(7 107 315)
Diminution (augmentation) des placements dans les coentreprises	**4 193 213**	—	**(4 873 113)**	8 695 262	405 526
Diminution du prêt sans intérêts	—	—	—	782 886	—
Augmentation d'un prêt consenti à une entité sous gestion commune	—	—	**(350 000)**	—	—
Ajouts aux immobilisations corporelles	**(472 214)**	(565 541)	**(573 402)**	(4 036 446)	(1 513 492)
Ajouts aux actifs incorporels	—	(6 099)	**(12 588 627)**	(2 626 499)	(16 276)
Ajouts aux coûts liés au développement de projets	**(42 120 998)**	(16 178 258)	**(103 752 619)**	(27 557 877)	(24 878 177)
Variation des coûts reportés et des coûts de pré-exploitation	**(1 293 874)**	(486 759)	**136 705**	(1 794 016)	(797 961)
Cession de Rutherford Creek Power Limited Partnership, déduction faite de la trésorerie (note 17)	—	—	**1 951 616**	22 287 418	—
Cession de Horseshoe Bend Hydroelectric Company, déduction faite de la trésorerie	—	—	—	1 864 557	8 953 218
Augmentation des autres actifs à long terme	—	—	—	(500 000)	—
	(38 658 566)	(22 575 052)	**(110 911 350)**	(8 281 221)	(24 954 477)
Écart de conversion	—	—	—	—	(722 587)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**6 395 825**	(11 884 546)	**(23 084 977)**	20 114 310	3 132 571
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	**8 904 632**	31 989 609	**31 989 609**	11 875 299	8 742 728
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	**15 300 457**	20 105 063	**8 904 632**	31 989 609	11 875 299
La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :					
Encaisse	**5 347 180**	20 105 063	**1 396 451**	6 995 759	11 875 299
Dépôt à terme	**9 953 277**	—	**7 508 181**	24 993 850	—
	15 300 457	20 105 063	**8 904 632**	31 989 609	11 875 299

Des renseignements additionnels figurent à la note 16.

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

INNERGEX II, FONDS DE REVENU
Notes complémentaires
Semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006 et exercices terminés les
31 décembre 2006, 2005 et 2004

1. Description des activités

Innergex II, Fonds de revenu (« Innergex II ») a été créé le 20 décembre 2001 et est une fiducie à but restreint dont les activités sont limitées aux suivantes :

- Émettre des parts et des preuves d'endettement moyennant une contrepartie de façon à détenir, construire, développer, exploiter et/ou acquérir des actifs ou des activités de production d'énergie;

- Investir dans des titres et emprunter des fonds à cette fin;

- Détenir temporairement des espèces et des placements à court terme conformément à une politique qui est déterminée de temps à autre par le fiduciaire ainsi que d'autres placements aux fins d'acquitter les charges et de rembourser les dettes d'Innergex II, de verser les montants payables par Innergex II dans le cadre du rachat des parts et de verser des distributions aux porteurs de parts.

2. Principales conventions comptables

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

Mode de présentation — Information financière intermédiaire

L'information financière intermédiaire aux 30 juin 2007 et 2006 n'a pas été vérifiée. Toutefois, de l'avis de la direction, cette information a été préparée de la même manière que les états financiers annuels vérifiés, sauf en ce qui concerne les nouvelles normes comptables adoptées qui sont décrites à la note 3, et comprend tous les ajustements, soit strictement les ajustements récurrents normaux, jugés nécessaires pour assurer la présentation fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation durant les périodes présentées. Les résultats intermédiaires ne sont toutefois pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures.

Principes de consolidation

Les états financiers consolidés regroupent les états financiers d'Innergex II et de ses filiales en propriété exclusive et les états financiers des coentreprises, lesquels sont comptabilisés au moyen de la méthode de consolidation proportionnelle. Tous les soldes et les opérations intersociétés ont été éliminés.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les espèces et les placements à court terme dont les échéances initiales sont de trois mois ou moins.

Aide gouvernementale

L'aide gouvernementale sous forme de crédit d'impôt à l'investissement remboursable est comptabilisée dans les états financiers s'il est pratiquement assuré qu'Innergex II s'est conformé à toutes les conditions nécessaires pour obtenir cette aide et qu'il continuera de le faire.

Innergex II engage des dépenses liées au développement de l'énergie renouvelable, lesquelles sont admissibles aux crédits d'impôt à l'investissement. Les crédits d'impôt à l'investissement constatés se fondent sur les estimations de la direction concernant les montants qui devraient être recouvrés et font l'objet d'une vérification par les autorités fiscales.

L'aide gouvernementale, y compris les crédits d'impôt à l'investissement pour les dépenses liées au développement de l'énergie renouvelable, est présentée comme une réduction des coûts des actifs ou des charges auxquels ils se rapportent.

Fonds détenus en fiducie

Les fonds détenus en fiducie représentent les fonds détenus en vue du respect de certaines ententes, lesquelles ont principalement trait à l'achèvement de la construction, aux réserves hydrologiques et aux travaux d'entretien majeurs.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, qui se composent principalement des centrales hydroélectriques et des 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 de production hydroélectriques est calculé en fonction de la durée de vie utile estimative des actifs au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur la moins longue des

périodes suivantes : 50 ans ou la période pendant laquelle Innergex II détient les droits liés aux actifs. L'amortissement des parcs éoliens est calculé en fonction de la durée de vie utile estimative des actifs au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 20 ans. Les améliorations qui accroissent ou prolongent la durée de vie utile ou la capacité d'un actif sont capitalisées. Le

reste du matériel est amorti au moyen de la méthode de l'amortissement dégressif à un taux annuel de 30 %. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels se composent de différents permis, licences et contrats et ils sont comptabilisés au coût au commencement de l'exploitation commerciale de l'installation correspondante. Ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période se terminant à la première date d'échéance des permis, des licences et des contrats de chaque installation, qui est habituellement d'une durée de vingt ans. Les actifs incorporels contiennent également une garantie sur les turbines de la troisième à la cinquième année de ces actifs. La garantie sera amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de trois ans entre la troisième et la cinquième année des turbines.

Coûts liés au développement de projets

Les coûts liés au développement de projets correspondent aux coûts engagés relativement à la recherche, à l'acquisition et à la mise en valeur d'emplacements hydroélectriques et de sites éoliens, ainsi qu'aux frais d'intérêt engagés durant la période de construction. Les coûts sont transférés dans les immobilisations corporelles lorsque l'emplacement hydroélectrique ou le site éolien a commencé son exploitation commerciale. Les frais d'intérêt engagés pour financer la construction ainsi que les produits réalisés avant le commencement de l'exploitation commerciale sont capitalisés à titre de coûts liés au développement de projets.

Coûts reportés et coûts de pré-exploitation reportés

Les coûts reportés et les coûts de pré-exploitation reportés représentent les dépenses se rapportant directement à l'obtention de permis d'exploitation hydrauliques, de contrats d'achat d'électricité ou de financement, qui sont à caractère différentiel. Les coûts reportés et les coûts de pré-exploitation reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une durée de cinq ans à partir du commencement de l'exploitation commerciale de chaque installation.

Dépréciation des actifs à long terme

Les actifs à long terme sont soumis à un test de recouvrabilité lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable des actifs excède la valeur non actualisée totale des flux de trésorerie qui devrait résulter de leur utilisation et de leur cession éventuelle. Le montant de la perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable des actifs sur leur juste valeur.

Prêts

Les prêts sont présentés déduction faite des provisions pour pertes sur prêts. Les prêts sont classés douteux quand il n'existe aucune assurance raisonnable quant à la possibilité de recouvrabilité ultime du montant total du capital.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Innergex II a constaté un passif lié à la mise hors service d'immobilisations résultant de l'acquisition, de la construction, du développement ou du cours normal de ses affaires. Le passif lié à la mise hors service d'immobilisations est initialement constaté à sa juste valeur pendant l'exercice au cours duquel il est engagé et lorsqu'une estimation raisonnable de la juste valeur peut être effectuée. Le coût correspondant est capitalisé dans l'actif connexe et est 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. L'accroissement du passif jusqu'à sa juste valeur résultant du passage du temps est imputée aux résultats.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs monétaires sont convertis aux taux en vigueur à la date du bilan. Les actifs et les passifs non monétaires sont convertis aux taux de change historiques. Les produits et les charges sont convertis aux taux moyens pour l'exercice, exception faite de l'amortissement, lequel est converti aux taux de change historiques. Les gains ou les pertes de change sont compris dans les résultats.

Constatation des produits

Les produits sont constatés au moyen de la méthode de la comptabilité d'exercice à la livraison de l'électricité selon des taux conformes à chaque contrat d'achat d'électricité conclu avec le service public acquéreur.

Les intérêts créditeurs sont constatés à mesure qu'ils sont gagnés et lorsque le recouvrement est raisonnablement assuré. Lorsque le recouvrement n'est pas raisonnablement assuré, les intérêts créditeurs sont constatés selon la comptabilité de trésorerie.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés détenus à des fins de négociation ou de spéculation ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture sont constatés au bilan à leur juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net. Les gains ou les pertes sur les instruments non admissibles à la comptabilité de couverture à l'adoption de la note d'orientation concernant la comptabilité n°13 et du CPN-128 sont constatés dans les résultats au cours de la même période.

Impôts sur les bénéfices

Innergex II est un fonds commun de placement aux fins de l'impôt sur le revenu et, à ce titre, n'est imposable que sur tout montant imposable non attribué aux porteurs de parts. Puisque la quasi-totalité du bénéfice imposable sera attribuée aux porteurs de parts, aucune provision pour impôts sur les bénéfices n'a été établie dans ces états financiers. Le passif d'impôts, se rapportant aux distributions d'Innergex II, est la responsabilité des porteurs de parts. Toute charge d'impôts se rapporte uniquement aux impôts sur les bénéfices des placements d'Innergex II dans ses filiales imposables. Innergex II utilise la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, les actifs et passifs d'impôts futurs sont déterminés en fonction des écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs et des incidences fiscales futures et sont calculés au moyen des taux d'imposition en vigueur et pratiquement en vigueur qui devraient s'appliquer au cours des exercices où les écarts devraient se résorber. Les actifs d'impôts futurs sont comptabilisés dans la mesure où il est plus probable qu'improbable qu'ils seront réalisés.

Utilisation d'estimations

La préparation d'états financiers conformes aux principes comptables généralement reconnus exige de la direction qu'elle fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants des actifs et des passifs déclarés, sur la présentation des éléments d'actif et de passif éventuels à la date des états financiers ainsi que sur les montants des produits et des charges déclarés pour la période considérée. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations. Les principaux éléments nécessitant des estimations de la part de la direction se rapportent à la dépréciation des actifs, aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, à la durée de vie utile relative à l'amortissement et aux impôts futurs.

3. Modification des conventions comptables

Instruments financiers

L'Institut Canadien des Comptables Agréés (l' « ICCA ») a publié les nouvelles normes comptables suivantes qui ont pris effet le 1er janvier 2007 pour Innergex II.

a) Le chapitre 3855, intitulé *Instruments financiers — comptabilisation et évaluation*. Ce chapitre établit les normes de comptabilisation et d'évaluation des instruments financiers figurant au bilan et les normes de présentation des gains et des pertes dans les états financiers. Conformément à la nouvelle norme, les actifs et passifs financiers sont initialement comptabilisés à leur juste valeur. Par la suite, les instruments financiers classés comme des actifs financiers disponibles à la vente, détenus à des fins de transaction et les instruments financiers dérivés, qu'ils fassent 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 mesurés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

b) Le chapitre 1530, intitulé *Résultat étendu*. Ce chapitre énonce des recommandations à l'égard de l'information à fournir et de la présentation concernant le résultat étendu et ses composantes. Le résultat étendu correspond à la variation des capitaux propres découlant d'opérations autres que celles résultant d'apports des porteurs de parts ou de distributions versées aux porteurs de parts. Ces opérations et ces événements incluent les gains et les pertes non réalisés à la suite des fluctuations de la juste valeur de certains instruments financiers.

c) Le chapitre 3865, intitulé *Couvertures*. Ce chapitre décrit à quel moment la comptabilité de couverture peut être appliquée et de quelle manière, en plus d'indiquer l'information à fournir. La comptabilité de couverture permet de comptabiliser les gains, les pertes, les produits et les charges découlant des instruments financiers dérivés dans la même période que ceux afférents à l'élément couvert. Innergex II n'a désigné aucun de ses instruments financiers comme couverture aux fins de la comptabilisation.

Innergex II a effectué les classements suivants :

- La trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que les instruments financiers dérivés et les fonds détenus en fiducie sont classés comme des actifs financiers détenus à des fins de transaction et sont mesurés à la juste valeur. Les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans le bénéfice net (la perte nette).

- Les débiteurs et le prêt consenti à une entité sous gestion commune sont classés comme des prêts et créances et sont comptabilisés au coût après amortissement.

- Les emprunts bancaires, les créditeurs et charges à payer, les retenues aux fins de la construction, les distributions à payer, la dette à long terme et les billets à ordre sont classés dans les autres passifs et sont mesurés au coût après amortissement.

Coûts de transaction

Les coûts de transaction seront capitalisés aux coûts liés au développement de projets ou aux coûts reportés et aux coûts de pré-exploitation reportés.

Dérivés non financiers et dérivés incorporés

En outre, afin de se conformer au chapitre 3855, Innergex II a réexaminé tous les contrats en vigueur pour repérer les dérivés non financiers ainsi que les dérivés incorporés. Innergex II a choisi le 1er janvier 2003 comme date de transition pour les dérivés incorporés conformément à la norme. Aucun contrat dérivé non financier n'a été identifié. Les variations de la juste valeur de ces dérivés sont ensuite constatées dans le bénéfice.

Entités à détenteurs de droits variables

Avec prise d'effet le 1er janvier 2005, Innergex II a adopté la note d'orientation concernant la comptabilité no 15 (la « NOC-15 »), intitulée *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables* (les « EDDV »), de l'ICCA. La NOC-15 s'applique à toutes les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1er novembre 2004. Les EDDV sont des entités dans lesquelles les actionnaires ne détiennent pas une participation financière majoritaire ou dont les investissements en instruments de capitaux propres à risque ne sont pas suffisants pour permettre à l'entité de financer ses activités sans un soutien financier subordonné additionnel fourni par d'autres parties, incluant les actionnaires. La NOC-15 requiert la consolidation d'une EDDV par le principal bénéficiaire, c'est-à-dire la partie qui recevra la majorité des rendements résiduels prévus ou assumera la majorité des pertes futures prévues. La direction d'Innergex II a procédé à un examen des droits de propriété et des participations contractuelles dans ces entités et elle a déterminé que l'adoption de cette note d'orientation n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés d'Innergex II.

4. Débiteurs

		31 décembre	
	30 juin 2007	**2006**	**2005**
	$	**$**	**$**
		(non vérifié)	
Clients et autres débiteurs	**3 261 258**	**11 312 963**	1 051 428
Impôts indirects	**2 989 884**	**7 508 863**	2 504 846
Crédits d'impôt à l'investissement	**1 319 596**	**3 052 012**	2 778 146
Solde du prix de vente (note 17)	—	**1 328 034**	2 642 037
Souscription de parts	—	—	7 590
	7 570 738	**23 201 872**	8 984 047

5. Placements dans les coentreprises

		31 décembre	
	30 juin 2007	**2006**	**2005**
	$	**$**	**$**
		(non vérifié)	
Umbata Falls, Limited Partnership			
Advance portant intérêt à 5,59 % remboursée au cours de la période	—	**4 335 713**	100
Créance subordonnée de Kwoiek Creek Resources Limited (a)	**680 000**	**537 500**	—
	680 000	**4 873 213**	100

(a) Créance subordonnée de Kwoiek Creek Resources Limited Partnership.

Innergex II sera responsable du financement d'environ 24 M$ ou 20 % des coûts en capital et prêtera ce montant à la coentreprise conformément à une convention au titre de la créance subordonnée.

Les intérêts sur la créance subordonnée seront cumulés aux taux suivants :

a) Phase de mise en valeur : 20 % par année;

b) Phase de construction et phase d'exploitation : 14 % par année.

Les intérêts ne seront pas calculés ni payables sur les intérêts courus. À compter de la date d'exploitation commerciale, tous les intérêts courus de la créance subordonnée seront réputés être du capital en vertu de la convention de créance subordonnée et les intérêts sur le montant total de la créance subordonnée seront par la suite payables annuellement le 1er avril de chaque exercice, sous réserve de la disponibilité de produits bruts. Si les produits bruts sont insuffisants pour payer les intérêts de la créance subordonnée ainsi que les distributions sur les parts privilégiées, les intérêts impayés et les distributions non versées s'accumuleront sans intérêts et seront payables au cours de l'exercice suivant.

Activités des coentreprises

Les états financiers consolidés d'Innergex II comprennent sa quote-part de l'actif, du passif, des produits et des charges des activités des coentreprises. Les montants inclus dans ces états financiers se rapportant aux coentreprises se présentent comme suit :

	30 juin 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
	$	$ (non vérifié)	$
Actif			
À court terme	**6 281 999**	**17 811 978**	9 113 368
À long terme	**117 467 768**	**84 628 937**	22 129 391
	123 749 767	**102 440 915**	31 242 759
Passif			
À court terme	**6 286 100**	**9 604 690**	778 429
À long terme	**64 716 184**	**53 178 946**	—
	71 002 284	**62 783 636**	778 429
Résultats			
Produits	**8 716 316**	**1 293 763**	4 154 295
Charges	**3 820 337**	**815 891**	3 631 346
Bénéfice net	**4 895 979**	**477 872**	522 949
Activités d'exploitation	**13 107 368**	**605 523**	(7 994 199)
Activités de financement	**11 537 238**	**53 178 946**	(27 079 172)
Activités d'investissement	**(32 838 831)**	**(62 499 546)**	11 299 203

6. Immobilisations corporelles

	30 juin 2007		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
	$	$ (non vérifié)	$
Centrales hydroélectriques	**19 845 392**	**1 118 126**	**18 727 266**
Parcs éoliens	**69 164 188**	**2 148 271**	**67 015 917**
Autre matériel	**115 802**	**13 286**	**102 516**
	89 125 382	**3 279 683**	**85 845 699**

	31 décembre 2006		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
	$	$	$
Centrales hydroélectriques	**19 841 792**	**763 459**	**19 078 333**
Parcs éoliens	**68 748 147**	**313 074**	**68 435 073**
Autre matériel	**63 227**	**6 963**	**56 264**
	88 653 166	**1 083 496**	**87 569 670**

	31 décembre 2005		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
	$	$	$
Centrales hydroélectriques	**19 076 433**	**51 213**	**19 025 220**
Autre matériel	**21 176**	**15 882**	**5 294**
	19 097 609	**67 095**	**19 030 514**

7. Actifs incorporels

	30 juin 2007		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
	$	$ (non vérifié)	$
Projets hydroélectriques	**16 272 893**	**203 075**	**16 069 818**
Projets de parcs éoliens	**1 932 368**	**—**	**1 932 368**
	18 205 261	**203 075**	**18 002 186**

	31 décembre 2006		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
	$	$	$
Projets hydroélectriques..	**16 272 893**	**138 912**	**16 133 981**
Projets de parcs éoliens...	**1 932 368**	**—**	**1 932 368**
	18 205 261	**138 912**	**18 066 349**

	31 décembre 2005		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
	$	$	$
Projets hydroélectriques..	**5 616 635**	**10 668**	**5 605 967**

8. Coûts liés au développement de projets

		31 décembre	
	30 juin 2007	2006	2005
	$	$	$
		(non vérifié)	
Actifs en construction.....	**91 445 437**	**50 313 820**	**8 507 184**
Projets en cours de développement....	**16 318 608**	**18 869 466**	**27 720 727**
	107 764 045	**69 183 286**	**36 227 911**

Les coûts liés au développement de projets comprennent des frais de financement de 12 172 354 $ (11 558 864 $ en 2006 et 7 816 929 $ en 2005).

9. Coûts reportés et coûts de pré-exploitation reportés

Les coûts reportés et les coûts de pré-exploitation reportés comprennent des frais de financement de 1 417 934 $ (1 434 789 $ en 2006 et 1 363 709 $ en 2005). La valeur comptable nette comprend l'amortissement cumulé de 310 947 $ (210 007 $ en 2006 et 10 668 $ en 2005).

10. Emprunt bancaire

Innergex II a une marge de crédit autorisée pouvant aller jusqu'à 30 M$ (20 M$ après le 15 août 2007) qui est garantie par une hypothèque sur la totalité de ses placements et des créances des filiales, à l'exclusion des actifs déjà donnés en garantie en vertu des autres dettes à long terme garanties. La facilité de crédit est renégociable annuellement et porte intérêt au taux préférentiel majoré d'une marge. Au 30 juin 2007, une tranche de 10,2 M$ sur cette marge de crédit avait été utilisée pour garantir des lettres de crédit et une tranche de 5,4 M$ avait servi à garantir des contrats à terme de gré à gré sur obligations. Un montant de 8 M$ (7 M$ au 31 décembre 2006 et néant en 2005), qui a été remboursé le 20 juillet 2007, a été prélevé sur cette marge de crédit.

11. Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations

L'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations provient essentiellement des obligations d'Innergex II 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 20 ans après le commencement de la livraison d'électricité. Innergex II estime que la valeur non actualisée des paiements requis pour régler les obligations sur une période de 20 ans, soit l'échéance du contrat d'approvisionnement en électricité, totalisera 2 674 825 $, comme suit :

		31 décembre	
	30 juin 2007	2006	2005
	$	$	$
		(non vérifié)	
2026.	**2 674 825**	**2 674 825**	**—**

Les flux de trésorerie ont été actualisés au taux de 8,5 %.

Le tableau suivant illustre la variation du passif au cours de la période :

		31 décembre	
	30 juin 2007	2006	2005
	$	$	$
		(non vérifié)	

Solde au début	**526 946**	—	—
Passif engagé	—	**523 239**	—
Passif réglé	—	—	—
Charge de désactualisation	**22 238**	**3 707**	—
Solde à la fin	**549 184**	**526 946**	—

12. Dette à long terme

	30 juin 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
	$	**$** (non vérifié)	**$**
Glen Miller Power, Limited Partnership a)	**17 000 000**	**17 000 000**	16 000 000
Innergex BDS, Limited Partnership b)	**52 652 000**	**52 652 000**	—
Umbata Falls, Limited Partnership c)	**11 515 000**	—	—
Ashlu Creek Investments Limited Partnership d)	**14 000 000**	—	—
	95 167 000	**69 652 000**	16 000 000

a) Glen Miller Power, Limited Partnership

La dette à long terme se rapporte à un emprunt qui a été consenti dans le but de financer la construction et d'obtenir un financement à long terme.

Le capital maximal de l'emprunt à la construction qui, conformément à des modalités, a été mis à la disposition de l'emprunteur au cours de la période de construction afin de payer les coûts liés au projet, s'est établi à 17 000 000 $.

Le capital maximal de l'emprunt qui, conformément à des modalités, était disponible à la date de conversion s'est établi à a) 17 000 000 $ ou à b) un montant correspondant à l'emprunt à la construction, selon le moins élevé des deux montants.

La société en commandite devait verser au prêteur des intérêts sur le capital de chacune des avances sur l'emprunt à compter de la date à laquelle l'avance a été versée, et de tels intérêts devaient être versés jusqu'à la date de conversion ou la date à laquelle l'emprunt a été remboursé, selon la première de ces deux éventualités, à un taux annuel correspondant au taux des acceptations bancaires plus 175 points de base.

Au cours de 2006, l'emprunt à la construction a été converti en un emprunt à terme, qui est composé de soixante versements mensuels de capital et d'intérêts sur une période d'amortissement de vingt ans et qui est assorti d'une échéance de cinq ans. Les remboursements de capital ont fait l'objet d'un renoncement pour une période de cinq ans, sauf si les conditions requises de la part du prêteur ne sont pas respectées. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires majoré de 140 points de base.

La société en commandite a accordé une hypothèque de premier rang et une sûreté réelle totalisant 20 400 000 $ grevant la totalité des biens et des actifs de la société en commandite liés au projet. La valeur comptable nette des biens et des actifs de la société en commandite au 30 juin 2007 se chiffre à 22 422 083 $.

b) Innergex BDS, Limited Partnership

La dette à long terme se rapporte à un emprunt qui a été consenti dans le but de financer la construction et d'obtenir un financement à long terme.

Le capital maximal de l'emprunt à la construction qui a été consenti par les prêteurs s'établira à a) 55 000 000 $ ou à b) 80 % du total des coûts du projet, selon le moins élevé des deux montants.

La société en commandite devra verser des intérêts cumulés sur le montant impayé du capital à chaque date de paiement mensuelle à compter de la date de l'avance sur l'emprunt à la construction jusqu'à son échéance à un taux annuel correspondant au taux d'intérêt variable.

Le taux d'intérêt variable s'entend, à n'importe quel jour, du taux d'intérêt annuel déterminé en fonction de la moyenne arithmétique du taux des acceptations bancaires à un mois applicable aux acceptations bancaires en dollars canadiens plus 1,25 %.

L'emprunt a été converti en un emprunt à terme en juillet 2007. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux variable correspondant au taux décrit ci-dessus et sera amorti sur une période de vingt ans. Le premier versement de capital sera versé le 1er octobre 2007.

À titre de sûreté garantissant le paiement et l'exécution de la totalité de l'obligation de la société en commandite, cette dernière a donné en garantie une débenture d'un montant en capital de 85 000 000 $ garantie par une hypothèque de premier rang sur la totalité des biens immeubles et des biens meubles actuels et futurs de la société en commandite.

Au 30 juin 2007, la valeur comptable nette des biens immeubles de la société en commandite s'établissait à 72 270 022 $.

c) Umbata Falls, Limited Partnership

Un prêteur a accepté de consentir à Umbata Falls, Limited Partnership une facilité de crédit à terme d'un montant en capital allant jusqu'à 51 000 000 $ (la part d'Innergex II est de 49 %). Les avances sur l'emprunt sont effectuées sous la 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 seront calculés à un taux annuel correspondant au taux des acceptations bancaires, seront cumulés quotidiennement et seront calculés en fonction du nombre de jours réels au cours de la période d'intérêt visée et divisés par 365 jours. Les intérêts sur les avances sous forme d'acceptations bancaires seront payables en avance le premier jour de la période d'intérêt.

Le prêteur a accepté d'octroyer une facilité de crédit renouvelable d'un montant en capital allant jusqu'à 1 000 000 $ venant à échéance 6 mois après la mise en service. Ce montant n'avait pas encore été utilisé au 30 juin 2007.

Le prêteur a également accepté d'attribuer une facilité de lettre de crédit d'un montant en capital allant jusqu'à 1 200 000 $ qui vient à échéance 6 mois après la mise en service et, ensuite, d'un montant en capital allant jusqu'à 500 000 $ qui vient à échéance 5 ans après l'achèvement, lequel est défini comme commençant 6 mois après la mise en service. Au 30 juin 2007, un montant de 1 170 875 $ avait été utilisé pour garantir deux lettres de crédit.

La sûreté comprise dans les documents de garantie constitue une charge ou une sûreté réelle de premier rang valide et parfaite grevant les participations de la société en commandite dans la totalité des biens et des actifs de la société en commandite et de ses prête-noms. Au 30 juin 2007, la valeur comptable nette des biens et des actifs de la société en commandite, qui étaient à la phase de construction au 30 juin 2007, totalisait 37 235 785 $ (la part d'Innergex II est de 49 %).

d) Ashlu Creek Investments Limited Partnership

Les prêteurs ont accepté d'octroyer à Ashlu Creek Investments Limited Partnership une facilité de crédit à terme d'un montant en capital allant jusqu'à 110 M$. Les avances au taux préférentiel sont versées conformément à des demandes présentées par l'emprunteur. La société en commandite paiera les intérêts sur le montant en capital impayé de chaque avance au taux préférentiel, tant que cette avance est exigible à titre d'avance au taux préférentiel, à un taux annuel correspondant en tout temps à la somme du taux préférentiel en vigueur et de la marge applicable, calculé quotidiennement et payable lorsque ces avances au taux préférentiel seront exigibles et payables en totalité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de lettre de crédit renouvelable au moyen de lettres de crédit d'un montant en capital allant jusqu'à 3 M$, qui expirent à la date d'échéance finale de la facilité de lettre de crédit, laquelle correspond au quinzième anniversaire de la date de conversion à l'échéance, telle qu'elle est définie dans la convention de crédit.

L'emprunt est garanti par une débenture remboursable à vue d'un montant en capital de 175 M$, créant une garantie, un droit et une hypothèque fixe et spécifique de premier rang, ainsi qu'une sûreté réelle grevant la totalité des droits, des titres et des participations de la société en commandite et des commandités se rapportant aux actifs du projet et à tous les autres actifs de la société en commandite et de 675729 British Columbia Ltd., y compris un acte d'hypothèque consenti par les mêmes parties qui a créé une hypothèque fixe et spécifique de premier rang grevant les mêmes biens meubles.

Au 30 juin 2007, la valeur comptable nette des biens et des actifs de la société en commandite, qui étaient à la phase de construction, totalisait 51 054 219 $.

Paiements de capital

Au 30 juin 2007, les paiements de capital requis sur la dette à long terme au cours de chacun des exercices suivants se présentent comme suit :

	$
2008	1 104 476
2009	1 668 402
2010	2 531 278
2011	19 774 814
2012	2 884 845
Par la suite..	67 203 185
	95 167 000

13. Billets à ordre

Lors de leur émission, les billets à ordre porteront intérêt à un taux annuel correspondant à i) huit pour cent (8 %) ou ii) au rendement semestriel moyen sur le marché d'une obligation du gouvernement du Canada dont l'échéance se rapproche le plus près possible de l'échéance de ce billet, plus 200 points de base, selon le plus élevé de ces taux. Le taux d'intérêt ne sera pas modifié par la suite. Au 30 juin 2007, les billets à ordre portaient intérêt à 8 %. Les intérêts sont payables trimestriellement, au dernier jour ouvrable de mars, juin, septembre et décembre.

Le capital sera exigible et payable 20 ans après l'émission des billets à ordre.

Nonobstant ce qui précède, Innergex II a le droit de payer d'avance tout montant impayé sans pénalité.

Innergex II a un capital engagé provenant des porteurs de parts totalisant 150 000 000 $ sous la forme de billets à ordre ou de parts.

Chaque investisseur investira au besoin et au gré d'Innergex II, sous réserve de certaines conditions (les « conditions de souscription »).

Le non-respect par Innergex II d'une ou de plusieurs des conditions de souscription ne libérera pas les porteurs de parts de leurs obligations respectives de souscrire à des titres additionnels connexes si les fonds demandés sont nécessaires pour i) le remboursement d'une partie ou de la totalité des charges, des passifs et des obligations, ii) le paiement des dettes et des frais d'achèvement et d'exploitation et iii) la construction, la réparation et la rénovation relatives aux projets, se rapportant à tout actif d'électricité approuvé ou construit dans lequel Innergex II a une participation.

14. Parts du Fonds

Chaque part représente une participation indivise dans Innergex II égale à celle de toutes les autres parts en circulation. Aucune part n'aura de priorité quelconque sur une autre part.

Le Fonds a autorisé un nombre illimité de parts à droit de vote rachetables :

	30 juin		31 décembre			
	2007		2006		2005	
	Nombre de parts	Montant	Nombre de parts	Montant	Nombre de parts	Montant
		$		$		$
			(non vérifié)			
Parts émises.	**88 235**	**88 235**	**88 235**	**88 235**	88 235	88 235

Les parts privilégiées ont été autorisées jusqu'au 22 décembre 2005, date à laquelle elles ont été rachetées en totalité.

15. Impôts sur les bénéfices

La charge d'impôts reflète un taux d'imposition effectif qui est différent du taux calculé en vertu de la législation fiscale canadienne. Les raisons de la différence entre le taux prescrit par la loi et le taux effectif se présentent comme suit :

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$	$	$	$	$
	(non vérifié)	(non vérifié)			
(Perte) bénéfice avant charge d'impôts	**(734 427)**	5 043 448	**953 968**	12 374 663	563 333
Moins bénéfice directement imposable entre les mains des porteurs de parts	**2 470 744**	5 063 549	**1 322 811**	11 234 195	670 762
(Perte) bénéfice des filiales imposables	**(3 205 171)**	(20 101)	**(368 843)**	1 140 468	(107 429)
Taux d'imposition réglementaire canadien	**32,02 %**	32,02 %	**32,02 %**	31,02 %	31,02 %
Charge d'impôts calculée au moyen du taux d'imposition réglementaire	**(1 026 296)**	(6 436)	**(118 104)**	353 773	(33 324)
Avantage des pertes fiscales non constaté	**1 027 983**	29 200	**129 518**	1 551	33 091
Gain imposable à un taux inférieur	—	—	—	(357 442)	—
Charges non déductibles	**98**	265	**4 868**	2 118	233
Charge d'impôts	**1 785**	23 029	**16 282**	—	—

L'incidence fiscale des écarts temporaires touchant les filiales imposables d'Innergex II et entraînant d'importants actifs ou passifs d'impôts futurs se présente comme suit :

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$	$	$	$	$
	(non vérifié)	(non vérifié)			
Actifs d'impôts futurs					
Pertes autres qu'en capital	**893 226**	764 440	**947 677**	401 155	2 186 573
Excédent de la valeur fiscale des projets en développement sur leur valeur comptable	**1 788 192**	855 393	**1 048 294**	806 574	710 509
Actifs d'impôts futurs	**2 681 418**	1 619 833	**1 995 971**	1 207 729	2 897 082
Passifs d'impôts futurs					
Excédent de la valeur comptable des frais reportés sur leur valeur fiscale	**(540 776)**	(476 694)	**(798 033)**	(125 636)	(1 901 649)
Actifs d'impôts futurs, montant net, avant provision pour					

moins-value	**2 140 642**	1 143 139	**1 197 938**	1 082 093	995 433
Provision pour moins-value	**(2 140 642)**	(1 143 139)	**(1 197 938)**	(1 082 093)	(995 433)
Actifs d'impôts futurs, montant net	—	—	—	—	—

Au 30 juin 2007, Innergex II et ses filiales ont constaté des pertes fiscales d'environ 3 000 000 $, lesquelles pourront être utilisées pour réduire le bénéfice imposable des exercices futurs. Ces pertes viennent à échéance graduellement jusqu'en 2026.

16. Renseignements supplémentaires concernant les états consolidés des flux de trésorerie

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$ (non vérifié)	$ (non vérifié)	$	$	$
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation					
Débiteurs	**15 631 134**	(2 802 008)	**(14 217 825)**	(2 474 110)	(3 012 520)
Autres actifs à court terme	**58 591**	(48 831)	**(223 251)**	(97 289)	(145 373)
Créditeurs et charges à payer	**(658 021)**	(1 837 314)	**8 913 446**	2 112 201	3 270 913
Retenues aux fins de la construction	**445 015**	—	**909 675**	(1 716 989)	905 244
Distribution à payer sur les parts privilégiées	—	—	—	(2 005 293)	1 031 576
Distribution à payer sur les parts	—	—	—	13 669 156	—
Sommes à payer à des apparentés	—	—	—	—	(20 541)
	15 476 719	(4 688 153)	**(4 617 955)**	9 487 676	2 029 299
Autres renseignements					
Intérêts versés	**2 662 696**	392 769	**1 371 644**	724 490	586 505

Au cours de 2006, un montant de 70 204 794 $ (19 076 433 $ en 2005) a été transféré des coûts liés au développement de projets aux immobilisations corporelles et un crédit de 1 170 364 $ a été transféré des coûts de pré-exploitation reportés aux immobilisations corporelles lors de la mise en service du projet éolien Innergex BDS.

17. Cession de Rutherford Creek Power, Limited Partnership

Il reste un solde de néant (1 328 034 $ en 2006 et 2 642 037 $ en 2005) à recevoir par Innergex II sur le produit de la cession. La somme à recouvrer à la fin de 2005 a augmenté de 1 951 616 $ en 2006 en raison du produit d'assurance additionnel reçu par Rutherford Creek Power, Limited Partnership à la suite des réclamations relatives aux retards liés à la construction, aux frais de réparations engagés et à la perte de produits d'exploitation. Un montant de 3 265 618 $ sur le solde a été reçu au cours de l'exercice 2006 et un montant de 1 328 034 $ a été reçu au cours du premier semestre de l'exercice 2007.

18. Opérations entre apparentés

	30 juin		31 décembre		
	2007	2006	2006	2005	2004
	$ (non vérifié)	$ (non vérifié)	$	$	$
Porteurs de parts					
Intérêts sur les billets à ordre	**4 676 246**	3 513 068	**8 011 260**	4 777 440	3 717 945
Distribution sur les parts privilégiées	—	—	—	1 287 493	1 031 576
Entité sous gestion commune					
Frais de gestion engagés	**2 488 655**	1 981 829	**4 520 428**	3 633 637	2 403 082
Honoraires incitatifs gagnés	**45 246**	45 246	**90 493**	50 613	—

	30 juin	31 décembre	
	2007	2006	2005
		(non vérifié)	
Entité sous gestion commune			
Débiteurs	**1 891 174**	**340 409**	171 428
Montants à payer à Innergex Management Inc. provenant d'autres sociétés sous gestion commune	**64 541**	**64 512**	169
Montants à payer à Innergex Management Inc. provenant d'Innergex II, Fonds de revenu	**472 994**	**276 734**	331 283

Ces opérations ont été effectuées dans le cours normal des activités et ont été comptabilisées à la valeur d'échange.

19. Instruments financiers

Gestion des risques

L'objectif de gestion des risques d'Innergex II est de réduire l'exposition aux risques à un niveau conforme à la tolérance à l'égard du risque. Le risque financier correspond au risque pouvant toucher les résultats d'Innergex II et est lié à la fluctuation des taux d'intérêt et à leur volatilité. Dans le cours de ses activités, Innergex II a recours à une facilité de crédit pour financer ses activités. Innergex II utilise des contrats à terme de gré à gré

sur taux d'intérêt pour réduire son exposition au risque de taux d'intérêt. Innergex II ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de négociation.

Juste valeur des instruments financiers

Le 20 janvier 2006, concernant les projets éoliens Innergex AAV et Innergex BDS, et le 19 janvier 2007 concernant le projet éolien Innergex CAR, dans le but de réduire les risques liés à la fluctuation des taux d'intérêt, Innergex II a conclu quatre contrats à terme de gré à gré sur obligations renouvelables annuellement servant à couvrir une dette totalisant 100 M$ (63,75 M$ en 2006). Au 30 juin 2007, la juste valeur des contrats à terme de gré à gré sur obligations en vigueur, d'après les taux du marché, se chiffrait à 3 589 885 $ (juste valeur négative de 153 534 $ au 31 décembre 2006). Ce montant est comptabilisé au bilan dans le poste Instruments financiers dérivés et dans l'état des résultats au titre du gain (de la perte) sur les instruments financiers dérivés.

En juin 2005, Innergex II a versé un montant de 1,2 M$ pour un instrument financier portant sur les emprunts futurs dans le cadre de projets. L'instrument financier représentait une option d'une valeur nominale de 50 M$ selon le rendement des obligations du Canada venant à échéance en juin 2015 au taux de 4,55 % jusqu'à l'échéance du contrat en septembre 2006. Innergex II a constaté une diminution de 134 211 $ en 2006 (1 075 789 $ en 2005) de la juste valeur de marché de l'instrument dans l'état des résultats.

Rutherford Creek Power, Limited Partnership a accepté, à la suite de l'expiration ou de la résiliation du contrat d'achat d'énergie de Rutherford Creek en juin 2024, de verser à Innergex II des redevances calculées en fonction de l'atteinte de certains seuils relatifs aux produits. Au 30 juin 2007, la juste valeur de cet instrument financier se chiffrait à 619 769 $ (500 000 $ en 2006 et en 2005).

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

La juste valeur de la dette à long terme et des billets à ordre se rapproche de leur valeur comptable.

Risque de crédit

La quasi-totalité des débiteurs d'Innergex II sont des montants à recevoir d'Hydro-Québec et de l'Office de l'électricité de l'Ontario. Le risque de crédit résulte de la possibilité qu'une perte puisse se produire lorsqu'une autre partie ne respecte pas les modalités du contrat. Hydro-Québec possède actuellement une cote de crédit de A+ auprès de S&P. Le ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario a affirmé que cette province, qui possède actuellement une cote de crédit de AA auprès de S&P, respectera les obligations de l'Office de l'électricité de l'Ontario aux termes des contrats d'achat d'énergie auxquels elle est partie.

20. Engagements

a) Livraison d'électricité conformément aux contrats d'achat d'électricité

Ashlu Creek Investments Limited Partnership est tenue aux termes d'un contrat de vendre la totalité de l'électricité qui sera produite à British Columbia Hydro and Power Authority pendant une période de vingt ans.

Mkw'alts Energy, Limited Partnership est tenue aux termes d'un contrat de vendre la totalité de l'électricité qui sera produite à British Columbia Hydro and Power Authority pendant une période de vingt ans.

Glen Miller Power, Limited Partnership est tenue aux termes d'un contrat de vendre la totalité de l'électricité qui sera produite à l'Office de l'électricité de l'Ontario pendant une période initiale de vingt ans.

Umbata Falls, Limited Partnership est tenue aux termes d'un contrat de vendre la totalité de l'électricité qui sera produite à l'Office de l'électricité de l'Ontario pendant une période initiale de vingt ans.

Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership est tenue aux termes d'un contrat de vendre la totalité de l'électricité qui sera produite à British Columbia Hydro and Power Authority pendant une période de quarante ans.

Les entités en exploitation respectives ont conclu un contrat d'approvisionnement en électricité avec Hydro-Québec Distribution se rapportant à l'électricité générée par les parcs éoliens pour une période de vingt ans.

Au 30 juin 2007, le total des produits provenant d'Hydro-Québec s'est établi à 4 921 407 $ (1 256 650 $ en 2006 et néant au 30 juin 2006 et pour les exercices antérieurs), ce qui représente 78 % des produits d'exploitation d'Innergex II (30 % en 2006 et néant au 30 juin 2006 et pour les exercices antérieurs). Au 30 juin 2007, le total des produits provenant de l'Office de l'électricité de l'Ontario s'est établi à 1 407 092 $ (2 920 393 $ en 2006 et 1 683 895 $ au 30 juin 2006; 219 517 $ en 2005 et néant en 2004 et pour les exercices antérieurs), ce qui représente 22 % des produits d'exploitation d'Innergex II (70 % en 2006, 100 % au 30 juin 2006, 6 % en 2005 et néant en 2004 et pour les exercices antérieurs).

b) Parcs éoliens

Contrats de construction

Innergex II a conclu des contrats d'achat d'électricité avec Hydro-Québec. Afin de s'acquitter de ses obligations en vertu de ces contrats, Innergex II devra développer et construire des parcs éoliens. Innergex II, collectivement avec TransCanada Energy Ltd. (« TransCanada ») (la part d'Innergex II est de 38 %), a conclu trois conventions de fourniture de turbines (deux en 2006 et néant

en 2005) totalisant 205 553 000 $ (121 000 000 $ en 2006 et néant en 2005), dont une tranche de 86 938 007 $ (74 878 789 $ en 2006 et néant en 2005) a été payée, et 121 964 810 $ US (94 000 000 $ US en 2006 et néant en 2005), dont une tranche de 48 621 851 $ US (même montant en 2006 et néant en 2005) a été payée, et deux contrats d'exploitation et de gestion des turbines totalisant 10 800 000 $, dont une tranche de 659 190 $ (94 170 $ en 2006 et néant en 2005) a été payée. Après dix ans d'exploitation commerciale, Innergex II, collectivement avec TransCanada (la part d'Innergex II est de 38 %), devra mettre de côté un montant de 50 000 $ par turbine sur une période de dix ans afin de payer pour leur enlèvement, ce qui représente un total de 7 000 000 $.

Un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction totalisant 60 521 413 $, dont une tranche de 39 128 584 $ a déjà été engagée (une tranche de 8 000 074 $ avait déjà été engagée en 2006 sur un total de 13 324 671 $), a été conclu dans le cadre du projet éolien AAV.

Un contrat d'approvisionnement en grues totalisant 11 085 448 $, dont une tranche de 3 393 446 $ (1 382 060 $ en 2006 et néant en 2005) a déjà été engagée, a été conclu dans le cadre des projets de parcs éoliens.

Options liées au terrain

Innergex II, collectivement avec TransCanada (la part d'Innergex II est de 38 %), s'est engagé à payer des redevances aux propriétaires du terrain utilisé pour les parcs éoliens sur la durée restante des contrats de location, lesquels viennent à échéance en novembre 2026. Le montant à payer sera de 306 000 $ en 2007 et sera indexé chaque année.

Innergex II a conclu des options liées aux contrats de location dans le cadre de projets en développement. Les options sont signées pour deux ans et peuvent être renouvelées. Les montants des engagements au 30 juin 2007 se présentent comme suit :

	$
2007.	12 769
2008.	31 541
2009.	18 264

c) Projet Ashlu

Contrats de construction

Ashlu Creek Investments Limited Partnership a conclu les contrats suivants afin de construire les installations de production hydroélectrique :

- Un contrat totalisant 1 849 517 $ se rapportant à la sous-station et à la ligne de transport d'électricité, dont la totalité (une tranche de 1 140 030 $ en 2006 et de néant en 2005) a déjà été engagée.

- Un contrat de 1 911 700 $ se rapportant aux installations dédiées, dont une tranche de 1 536 000 $ (une tranche de 686 000 $ en 2006 et de néant en 2005) a déjà été engagée et un contrat de 1 995 900 $ se rapportant à l'amélioration des réseaux.

- Un contrat d'approvisionnement en matériel électromécanique totalisant 14 700 000 $, dont une tranche de 735 000 $ (une tranche de 735 000 $ en 2006 et de néant en 2005) a déjà été engagée.

- Un contrat de construction de tunnels totalisant 30 963 287 $, dont une tranche de 10 992 304 $ (une tranche de 6 696 922 $ en 2006 et de néant en 2005) a déjà été engagée.

- Un contrat civil totalisant 39 212 721 $, dont une tranche de 9 877 950 $ (néant en 2006 et néant en 2005) a déjà été engagée.

- Un contrat lié à des vannes de garde d'eau totalisant 1 405 350 $ US, dont une tranche de 304 703 $ US (néant en 2006 et en 2005) a déjà été engagée.

Convention de participation

Conformément au contrat conclu avec Ashlu Creek Investments Limited Partnership, la Première nation des Squamishs a le droit de recevoir une redevance basée sur les produits liés au projet Ashlu Creek à compter de la date de commencement de l'exploitation commerciale. La Première nation des Squamishs a également droit à une part différentielle du produit brut excédant un seuil annuel aux termes du contrat. Le contrat prévoit également le transfert des actifs du projet Ashlu Creek à la Première nation des Squamishs moyennant un prix nominal après quarante ans d'exploitation commerciale.

d) Installation de Glen Miller Power

Contrat de location

Glen Miller Power, Limited Partnership a conclu un contrat de location de 30 ans portant sur le site qui est actuellement en exploitation commerciale. Le paiement de location annuel s'établit à 85 000 $, lequel sera indexé annuellement en fonction de l'indice des prix à la consommation.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à remettre l'installation au bailleur du site à la fin du contrat de location d'une durée de trente ans, et ce, moyennant aucune contrepartie.

e) Umbata Falls, Limited Partnership

Contrats de construction

Umbata Falls, Limited Partnership a conclu les contrats suivants afin de construire l'installation de production hydroélectrique :

- Un contrat civil totalisant 25 680 000 $, dont une tranche de 18 054 247 $ (une tranche de 10 304 551 $ en 2006 et de néant en 2005) a déjà été engagée.

- Un contrat totalisant 2 073 043 $ se rapportant à du matériel de contrôle et de protection et à l'installation électrique des turbines, des générateurs et d'autre matériel auxiliaire de la centrale, dont une tranche de 829 217 $ (une tranche de 414 609 $ en 2006 et de néant en 2005) a déjà été engagée.

- Un contrat d'approvisionnement en matériel électromécanique totalisant 10 475 000 $, dont une tranche de 1 571 250 $ (une tranche de 1 571 250 $ en 2006 et de néant en 2005) a déjà été engagée.

- Une entente portant sur le raccordement à une installation de production d'électricité et sur le recouvrement des coûts totalisant 128 262 $, dont la totalité (une tranche de 64 131 $ en 2006 et de néant en 2005) a déjà été engagée.

- Un contrat se rapportant à la ligne de transport et au poste d'interconnexion totalisant 3 617 370 $, dont une tranche de 3 494 123 $ (une tranche de 3 493 123 $ en 2006 et de néant en 2005) a déjà été engagée.

- Un contrat de 1 319 625 $ se rapportant à la conception, à l'approvisionnement et à la mise en service du matériel de triage, dont une tranche de 131 962 $ (néant en 2006 et en 2005) a déjà été engagée.

Frais de développement

La société en commandite remboursera un montant de 80 000 $ au titre des frais de développement se rapportant au site des Ojibways, de la Première nation de la rivière Pic, au moment de la mise en service de la centrale.

f) Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership

Dissolution de la société en commandite

Après quarante ans d'exploitation, la société en commandite sera dissoute (sauf si elle est autrement dissoute à une date antérieure). Au moment de la dissolution de la société en commandite, ses biens et ses actifs seront distribués aux associés.

Contrat de construction

Lorsque l'étude d'interconnexion aura donné des résultats satisfaisants, Innergex II versera à Kwoiek Creek Resources Inc. un montant de 500 000 $ le premier jour de la deuxième année de la phase de construction.

Convention relative aux redevances

La société en commandite a conclu une entente en vertu de laquelle elle s'est engagée à verser à Kwoiek Creek Resources Inc. (après le commencement de l'exploitation du projet) des redevances annuelles, qui sont calculées en fonction d'un pourcentage des produits bruts moins les coûts liés aux projets pour les 20 premières années suivant le commencement de l'exploitation commerciale du projet Kwoiek Creek et d'une augmentation des redevances pour les 20 années suivantes.

Pendant les 20 premières années de la phase d'exploitation, la société en commandite ne versera aucun intérêt sur la créance subordonnée ni aucune distribution sur les parts privilégiées sauf si les redevances ont été payées.

g) Placement dans Umbata Falls, Limited Partnership

Innergex II s'est engagé à investir jusqu'à 9 000 000 $ en espèces dans Umbata Falls, Limited Partnership afin de financer la construction de l'installation.

h) Horseshoe Bend Hydroelectric Company (« HBHC »)

Aux termes de la vente de son placement dans HBHC en 2004, Innergex II, à titre d'entrepreneur, a conclu deux contrats de services avec HBHC. Au terme des contrats en 2005 (les coûts engagés ont totalisé 2 735 443 $) et à l'entière satisfaction de HBHC, Innergex II a reçu la somme de 4 600 000 $. Innergex II a offert une garantie de trois ans à l'égard du travail qui a été exécuté. Un gain de 1 864 557 $ a été comptabilisé dans l'état des résultats de 2005.

i) Sommaire des engagements, exclusion faite des redevances

Le tableau suivant illustre l'établissement du calendrier concernant les paiements relatifs aux engagements au 30 juin 2007, y compris la tranche restante impayée des contrats de construction, convertis en dollars canadiens :

	Projets éoliens	**Projets hydroélectriques**	**Total**
	$	**$**	**$**
2008	45 045 576	49 144 185	94 189 761
2009	40 343 939	24 509 327	64 853 266
2010	1 496 730	90 203	1 586 933
2011	1 478 466	592 007	2 070 473
2012	1 248 820	93 847	1 342 667
Par la suite..	71 187	2 899 518	2 970 705
Total.....	89 684 718	77 329 087	167 013 805

21. Information sectorielle

Innergex II compte trois secteurs isolables : a) la production hydroélectrique, b) la production d'électricité provenant des parcs éoliens et c) le développement des sites et la construction.

Le secteur de la production hydroélectrique vend de l'électricité produite par de petites centrales hydroélectriques à des services publics. Le secteur de la production d'électricité provenant des parcs éoliens vend de l'électricité générée par des parcs éoliens à des services publics. Le secteur du développement des sites et de la construction explore les sites potentiels et les développe jusqu'à la phase d'exploitation, phase à laquelle ils sont ensuite transférés à l'un des deux premiers secteurs.

Les conventions comptables des secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables. Innergex II évalue le rendement en fonction des résultats avant les intérêts débiteurs, les impôts et l'amortissement. Innergex II comptabilise les ventes entre les secteurs comme si elles avaient été faites à des tiers, c'est-à-dire à la valeur de marché courante. Les transferts des actifs du secteur du développement des sites et de la construction au secteur de la production hydroélectrique ou au secteur de la production d'électricité provenant des parcs éoliens sont comptabilisés au coût.

Les secteurs isolables d'Innergex II exploitent leurs activités en utilisant différents moyens de production ou types d'activités qui sont gérés par différentes équipes puisque les habiletés d'exploitation requises sont différentes pour chacun d'eux. La majorité des activités ont été créées à l'interne par le secteur du développement des sites et de la construction.

	Semestre terminé le 30 juin 2007			
	Production hydroélectrique	**Production d'électricité provenant des parcs éoliens**	**Developpement des sites et construction**	**Total**
Produits provenant de clients externes	1 407 092	4 922 127	55 493	6 384 712
Charges d'exploitation	156 156	554 127	—	710 283
Bénéfice d'exploitation	1 250 936	4 368 000	55 493	5 674 429
Frais généraux et administratifs.....	44 474	125 814	223 001	393 289
Bénéfice (perte) avant intérêts débiteurs, impôts et amortissement ..	1 206 462	4 242 186	(167 508)	5 281 140
Actifs à long terme	21 533 574	69 000 860	129 490 019	220 024 453
Total des actifs	22 634 699	73 949 147	51 030 695	247 614 541
Acquisitions d'actifs à long terme.....	3 599	416 037	43 467 450	43 887 086

	Semestre terminé le 30 juin 2006		
	Production	**Production d'électricité provenant**	**Mise en valeur des**

	hydroélectrique	des parcs éoliens	sites et construction	Total
Produits provenant de clients externes	1 683 895	—	96 530	1 780 425
Charges d'exploitation	169 542	—	—	169 542
Bénéfice d'exploitation	1 514 353	—	96 530	1 610 883
Frais généraux et administratifs	56 123	—	129 966	186 089
Bénéfice (perte) avant intérêts débiteurs, impôts et amortissement	1 458 230	—	(33 436)	1 424 794

	Exercice terminé le 31 décembre 2006			
	Production hydroélectrique	Production d'électricité provenant des parcs éoliens	Developpement des sites et construction	Total
Produits provenant de clients externes	2 920 393	1 256 650	199 964	4 377 007
Charges d'exploitation	296 558	128 419	—	424 977
Bénéfice d'exploitation	2 623 835	1 128 231	199 964	3 952 030
Frais généraux et administratifs	78 211	15 907	346 297	440 415
Bénéfice (perte) avant intérêts débiteurs, impôts et amortissement	2 545 624	1 112 324	(146 333)	3 511 615
Actifs à long terme	21 772 569	70 367 441	95 710 635	187 850 645
Total des actifs	23 276 640	82 263 576	116 639 839	222 180 055
Acquisitions d'actifs à long terme	535 755	60 093 690	56 148 498	116 777 943
Transferts entre secteurs	286 283	68 748 147	(69 034 430)	—

	Exercice terminé le 31 décembre 2005			
	Production hydroélectrique	Production d'électricité provenant des parcs éoliens	Développement des sites et construction	Total
Produits provenant de clients externes	3 472 471	—	50 613	3 523 084
Charges d'exploitation	788 624			788 624
Bénéfice d'exploitation	2 683 847	—	50 613	2 734 460
Frais généraux et administratifs	162 285	—	376 945	539 230
Bénéfice (perte) avant intérêts débiteurs, impôts et amortissement	2 521 562	—	(326 332)	2 195 230
Actifs à long terme	22 186 671	—	45 654 485	67 841 156
Total des actifs	23 485 323	—	96 601 445	120 086 768
Acquisitions d'actifs à long terme	3 575 567	—	32 439 271	36 014 838
Transferts entre secteurs	19 076 433	—	(19 076 433)	—

	Exercice terminé le 31 décembre 2004			
	Production hydroélectrique	Production d'électricité provenant des parcs éoliens	Développement des sites et construction	Total
Produits provenant de clients externes	6 863 290	—	—	6 863 290
Charges d'exploitation	3 133 188	—		3 133 188
Bénéfice d'exploitation	3 730 102	—	—	3 730 102
Frais généraux et administratifs	234 099	—	343 687	577 786
Bénéfice (perte) avant intérêts débiteurs, impôts et amortissement	3 496 003	—	(343 687)	3 152 316

22. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants des exercices précédents ont été reclassés afin que leur présentation soit conforme à celle de l'exercice courant.

23. Événements postérieurs à la date du bilan

Innergex II a conclu des contrats en vertu desquels il cédera ses participations dans deux parcs éoliens. Par la suite, Innergex II procédera à une restructuration dans le cadre de laquelle ses parts seront rachetées par Innergex Management Inc. Il émettra également des parts dont le produit sera utilisé pour rembourser ses billets à ordre.

États financiers consolidés pro forma

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

(auparavant, Innergex Management Inc.)

30 juin 2007

31 décembre 2006

Rapport sur la compilation

Aux administrateurs d'Innergex énergie renouvelable inc.

Nous avons lu le bilan consolidé pro forma non vérifié d'Innergex énergie renouvelable inc. (auparavant, Innergex Management Inc.) (la « Société ») au 30 juin 2007 et les états consolidés des résultats pro forma non vérifiés pour le semestre terminé à cette date et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, qui se trouvent ci-joints, et nous avons mis en œuvre les procédés suivants.

1. Nous avons comparé les chiffres des colonnes portant l'en-tête « Innergex énergie renouvelable inc. » avec ceux du bilan et de l'état des résultats non vérifiés de la Société au 30 juin 2007 et pour le semestre terminé à cette date, et nous avons constaté qu'ils concordaient.

2. Nous avons comparé les chiffres des colonnes portant l'en-tête « Innergex énergie renouvelable inc. » avec ceux des états financiers vérifiés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, et nous avons constaté qu'ils concordaient.

3. Nous avons comparé les chiffres des colonnes portant l'en-tête « Données consolidées d'Innergex II » avec ceux du bilan consolidé et de l'état consolidé des résultats non vérifiés d'Innergex II, Fonds de revenu au 30 juin 2007 et pour le semestre terminé à cette date, et nous avons constaté qu'ils concordaient.

4. Nous avons comparé les chiffres des colonnes portant l'en-tête « Données consolidées d'Innergex II » avec ceux des états financiers consolidés vérifiés d'Innergex II, Fonds de revenu pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, et nous avons constaté qu'ils concordaient.

5. Nous avons comparé les chiffres des colonnes portant l'en-tête « Innergex AAV L.P. » avec ceux du bilan et de l'état des résultats non vérifiés d'Innergex AAV L.P. au 30 juin 2007 et pour le semestre terminé à cette date, et nous avons constaté qu'ils concordaient.

6. Nous avons comparé les chiffres des colonnes portant l'en-tête « Innergex AAV L.P. » avec ceux des états financiers vérifiés d'Innergex AAV L.P. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, et nous avons constaté qu'ils concordaient.

7. Nous avons comparé les chiffres des colonnes portant l'en-tête « Innergex BDS L.P. » avec ceux du bilan et de l'état des résultats non vérifiés d'Innergex BDS L.P. au 30 juin 2007 et pour le semestre terminé à cette date, et nous avons constaté qu'ils concordaient.

8. Nous avons comparé les chiffres des colonnes portant l'en-tête « Innergex BDS L.P. » avec ceux des états financiers vérifiés d'Innergex BDS L.P. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, et nous avons constaté qu'ils concordaient.

9. Nous avons pris des renseignements auprès de certains représentants de la Société, responsables des questions financières et comptables, au sujet :

   a) du mode de détermination des ajustements pro forma;

   b) de la conformité des états financiers consolidés pro forma, à tous les égards importants sur le plan de la forme, aux exigences des diverses commissions des valeurs mobilières et autorités de réglementation similaires du Canada.

Ces représentants :

a) nous ont décrit le mode de détermination des ajustements pro forma;

b) ont déclaré que les états financiers consolidés pro forma sont conformes, à tous les égards importants sur le plan de la forme, aux exigences des diverses commissions des valeurs mobilières et autorités de réglementation similaires du Canada.

10. Nous avons lu les notes complémentaires des états financiers consolidés pro forma non vérifiés, et nous avons constaté qu'elles étaient cohérentes avec le mode de détermination des ajustements pro forma qui nous a été décrit.

11. Nous avons recalculé l'application des ajustements pro forma au total des montants présentés dans les colonnes portant les en-têtes « Innergex énergie renouvelable inc. », « Entités regroupées acquises par la Société » et « Ajustements pro forma » au 30 juin 2007 et pour le semestre terminé à cette date ainsi que pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, et nous avons constaté que les montants dans la colonne portant l'en-tête « Données pro forma d'Innergex énergie renouvelable inc. » étaient arithmétiquement exacts.

Les états financiers consolidés pro forma sont fondés sur les hypothèses de la direction et sur des ajustements qui sont par nature subjectifs. Les procédés décrits ci-dessus sont considérablement restreints par rapport à ceux d'une vérification ou d'un examen, qui visent l'expression d'une assurance à l'égard des hypothèses de la direction, des ajustements pro forma, et de l'application des ajustements à l'information financière historique. Par conséquent, nous n'exprimons aucune assurance de cette nature. Les procédés décrits ci-dessus ne permettent pas nécessairement de déceler tous les faits qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés pro forma et, par conséquent, nous ne faisons aucune déclaration quant à la suffisance des procédés par rapport aux besoins d'un lecteur de ces états.

(signé) Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.
Comptables agréés

Longueuil (Québec)

Le 28 novembre 2007

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.
(auparavant, Innergex Management Inc.)
État consolidé des résultats pro forma non vérifié
Semestre terminé le 30 juin 2007

	Innergex énergie renouvelable inc.	Entités regroupées acquises par la Société (note 4)	Ajustements pro forma (note 3)	Données pro forma d'Innergex énergie renouvelable inc.
	$	$	$	$
Produits				
Produits d'exploitation	—	1 406 372	—	1 406 372
Frais de gestion	3 504 563	56 213	(1 995 510)(l)	1 565 266
Part de la perte nette d'une entité satellite	—	—	(6 106 376)(e)	(6 106 376)
	3 504 563	1 462 585	(8 101 886)	(3 134 738)
Charges d'exploitation	—	156 156	—	156 156
Salaires	2 688 705	—	(1 544 025)(l)	1 144 680
	815 858	1 306 429	(6 557 861)	(4 435 574)
Charges				
Frais généraux et administratifs	517 770	267 863	703 554(h)	
			(406 239)(l)	1 082 948
Amortissement	103 120	526 092	104 554(f)	733 766
Charge au titre de l'entente de partage incitative	45 246	—	(45 246)(l)	—
	666 136	793 955	356 623	1 816 714
Bénéfice (perte) avant les éléments suivants :	149 722	512 474	(6 914 484)	(6 252 288)
Radiation de coûts liés au développement de projets et de coûts reportés	—	(5 278 546)	—	(5 278 546)
Gain à la cession de placements	—	—	—	—
Perte sur les instruments financiers dérivés	—	(71 103)	—	(71 103)
Distribution provenant des coentreprises		282 355	(13 884)(l)	268 471
Intérêts créditeurs	—	447 823	—	447 823
Intérêts sur l'emprunt bancaire	—	(111 372)	—	(111 372)
Intérêts sur la dette à long terme	(23 803)	(519 968)	13 884(l)	

			9 919(g)	(519 968)
Intérêts sur les billets à ordre	—	(897 467)	897 467(d)	—
Perte à la cession d'immobilisations corporelles	(6 747)	—	—	(6 747)
Perte de change	—	(2 531)	—	(2 531)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	119 172	(5 638 335)	(6 007 098)	(11 526 261)
Impôts sur les bénéfices				
Impôts exigibles	42 087	1 453	—	43 540
Impôts futurs	(21 052)	—	(3 474 890)(h)	(3 495 942)
	21 035	1 453	(3 474 890)	(3 452 402)
Bénéfice net (perte nette)	98 137	(5 639 788)	(2 532 208)	(8 073 859)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, de base et dilué	6 869			23 500 000
Bénéfice net (perte nette) par action, de base et dilué(e)	14,28			(0,34)

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.
(auparavant, Innergex Management Inc.)
État consolidé des résultats pro forma non vérifié
Exercice terminé le 31 décembre 2006

	Innergex énergie renouvelable inc.	Entités regroupées acquises par la Société (note 5)	Ajustements pro forma (note 3)	Données pro forma d'Innergex énergie renouvelable inc.
	$	$	$	$
			(vérifié)	
Produits				
Produits d'exploitation	—	2 920 393	—	2 920 393
Frais de gestion	6 236 995	199 964	(3 166 157)(l)	3 270 802
Part du bénéfice net d'une entité satellite	—	—	1 210 959(e)	1 210 959
	6 236 995	3 120 357	(1 955 198)	7 402 154
Charges d'exploitation	—	296 558	—	296 558
Salaires	4 707 358	—	(2 278 832)(l)	2 428 526
	1 529 637	2 823 799	323 634	4 677 070
Charges				
Frais généraux et administratifs	997 577	446 722	1 407 107(h) (796 832)(l)	2 054 574
Amortissement	182 767	1 044 215	209 109(f)	1 436 091
Charge au titre de l'entente de partage incitative	90 493	—	(90 493)(l)	—
	1 270 837	1 490 937	728 891	3 490 665
Bénéfice (perte) avant les éléments suivants :	258 800	1 332 862	(405 257)	1 186 405
Radiation de coûts liés au développement de projets et des frais reportés	—	(592 450)	—	(592 450)
Gain à la cession de placements	—	1 951 616	—	1 951 616
Perte sur les instruments financiers dérivés	—	(134 211)	—	(134 211)
Intérêts des coentreprises		215 895	—	215 895
Intérêts créditeurs	—	371 871	—	371 871
Intérêts sur l'emprunt bancaire	—	(49 238)	—	(49 238)
Intérêts sur la dette à long terme	(20 175)	(923 567)	20 175(g)	(923 567)
Intérêts sur les billets à ordre	—	(1 627 482)	1 627 482(d)	—
Perte à la cession d'immobilisations corporelles	(52)	—	—	(52)
Perte de change	—	(10 919)	—	(10 919)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	238 573	534 377	1 242 400	2 015 350
Impôts sur les bénéfices				
Impôts exigibles	69 910	10 744	—	80 654
Impôts futurs	(10 100)	—	(276 001)(h)	(286 101)
	59 810	10 744	(276 001)	(205 447)
Bénéfice net	178 763	523 633	1 518 401	2 220 797
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, de base et dilué	5 657			23 500 000
Bénéfice net par action, de base et dilué(e)	31,60			0,09

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.
(auparavant, Innergex Management Inc.)
Bilan consolidé pro forma non vérifié
Au 30 juin 2007

	Innergex énergie renouvelable inc.	Entités regroupées acquises par la Société (note 6)	Ajustements pro forma (note 3)	Données pro form d'Innerge énergie renouvelable
	$	$	$	$
court terme				
erie et équivalents de erie	320 470	13 944 546	161 736 059(a) (11 618 822)(a) (123 875 000)(b)(i) (3 781 079)(b)(iii) (250 000)(g) (2 248 209)(i)	34 227 965
urs	1 895 553	5 108 374	(2 400 760)(k) 272 871(i)	4 876 038
e à court terme de la bution à recevoir	512 584	—	(512 584)(k)	—
actifs à court terme	42 050	276 730	—	318 780
	2 770 657	19 329 650	17 322 476	39 422 783
étenus en fiducie	5 775	565 378	—	571 153
nts détenus aux fins de vente	—	46 350 465	(46 350 465)(c)	—
senti à une entité sous gestion une	—	350 000	(350 000)(k)	—
nts dans les coentreprises	—	680 000	—	680 000
nts dans des entités es	13 235	—	61 700 782(c) (13 235)(k)	61 700 782
lisations corporelles	602 746	18 790 090	—	19 392 836
corporels	—	16 069 818	41 966 302(c)	58 036 120
és au développement de	—	79 641 048	3 933 383(c)	83 574 431
portés et coûts de ploitation reportés	—	6 235 354	(6 235 354)(c)	—
acquisition	—	—	33 501 638(c)	33 501 638
tion à recevoir d'une fiducie estion commune	1 537 751	—	(1 537 751)(k)	—
futurs	49 036	—	—	49 036
nts financiers dérivés	—	619 769	—	619 769
	4 979 200	188 631 572	103 937 776	297 548 548
F				
court terme				
nt bancaire	—	8 000 000	—	8 000 000
eurs et charges à payer	2 445 885	8 071 595	(2 400 760)(k)	8 116 720
es aux fins de la ruction	—	1 655 790	—	1 655 790
nents financiers dérivés	—	190 872	—	190 872
e à court terme de la bution à payer sur les parts aires	—	3 417 289	(2 904 705)(a) (512 584)(k)	—
exigibles	3 073	—	397 371(j)	400 444
s à payer sur la dette à long				

.....	20 000	—	—	20 000
e à court terme de la dette à terme	250 000	——	(250 000)(g)	—
	2 718 958	21 335 546	(5 670 678)	18 383 826
ong terme	350 000	42 515 000	(350 000)(k)	42 515 000
ordre	—	117 875 000	(117 875 000)(b)(i)	—
tion à payer sur les parts res.....	—	10 251 867	(8 714 116)(a) (1 537 751)(k)	—
futurs	—	—	11 614 595(c)	11 614 595
	3 068 958	191 977 413	(122 532 950)	72 513 421
AUX PROPRES/CAPITAUX PROPRES NÉGATIFS				
-actions	9 270	—	237 137 986(a)	237 147 256
rdinaires.....	—	88 235	(88 235)(k)	—
'émission	—	—	(6 000 000)(a) (6 037 763)(a)	— (12 037 763)
ces non répartis (déficit)	1 900 972	(3 434 076)	(3 781 079)(b)(iii) 272 871(i) (2 248 209)(i) 4 178 450(j) (397 371)(j) 3 434 076(k)	(74 366)
	1 910 242	(3 345 841)	226 470 726	225 035 127
	4 979 200	188 631 572	103 937 776	297 548 548

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.
(auparavant, Innergex Management Inc.)

Notes complémentaires

Au 30 juin 2007 et pour le semestre terminé à cette date et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006

1. Description des activités

Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu des lois du Canada. La Société fournit des services de gestion et d'administration.

La Société acquerra directement ou indirectement la totalité des participations dans Innergex II, Fonds de revenu (« Innergex II »), compte tenu de la cession des participations dans deux parcs éoliens.

Innergex II a été créé le 20 décembre 2001 et est une fiducie à but restreint dont les activités sont limitées aux suivantes :

- Émettre des parts et des preuves d'endettement moyennent une contrepartie de façon à détenir, construire, développer, exploiter et acquérir des actifs ou des activités de production d'énergie;

- Investir dans des titres et emprunter des fonds à cette fin;

- Détenir temporairement des espèces et des placements à court terme conformément à une politique qui est déterminée de temps à autre par le fiduciaire ainsi que d'autres placements aux fins d'acquitter les frais et de rembourser les dettes d'Innergex II, de verser les montants payables par Innergex II dans le cadre du rachat des parts et de verser des distributions aux porteurs de parts.

2. Mode de présentation

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés de la Société ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada pour tenir compte d'un premier appel public à l'épargne visant les actions de la Société et de l'acquisition des participations dans Innergex II.

Le bilan consolidé pro forma non vérifié de la Société au 30 juin 2007 tient compte du premier appel public à l'épargne et des acquisitions comme s'ils avaient été effectués à cette date, tandis que l'état consolidé des résultats non vérifié tient compte de ces opérations comme si elles avaient été effectuées le 1er janvier 2006.

Le bilan consolidé pro forma non vérifié de la Société au 30 juin 2007 a été préparé par la direction en combinant le bilan non vérifié de la Société au 30 juin 2007 et le bilan consolidé non vérifié d'Innergex II au 30 juin 2007, compte tenu de la cession des participations dans deux parcs éoliens, et des hypothèses et des ajustements décrits à la note 3.

L'état consolidé des résultats pro forma non vérifié de la Société pour le semestre terminé le 30 juin 2007 a été préparé par la direction en combinant l'état des résultats non vérifié de la Société pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et l'état consolidé des résultats non vérifié d'Innergex II pour le semestre terminé le 30 juin 2007, compte tenu de la cession des participations dans deux parcs éoliens et des hypothèses et des ajustements décrits à la note 3.

L'état consolidé des résultats pro forma non vérifié de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été préparé par la direction en combinant l'état des résultats vérifié de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, l'état consolidé des résultats vérifié d'Innergex II pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, compte tenu de la cession des participations dans deux parcs éoliens et des hypothèses et des ajustements décrits à la note 3.

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés doivent être lus parallèlement à la description des acquisitions proposées par la Société des participations dans Innergex Énergie, Fonds de revenu (un fonds de revenu faisant appel public à l'épargne, ci-après nommé le « Fonds »), des parts d'Innergex II, figurant ailleurs dans le présent prospectus.

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés doivent également être lus parallèlement aux états financiers consolidés vérifiés et non vérifiés de la Société et aux états financiers vérifiés et non vérifiés d'Innergex II, figurant ailleurs dans le présent prospectus.

Les ajustements pro forma qui reflètent les acquisitions d'Innergex II, compte tenu de la cession des participations dans deux parcs éoliens, sont comptabilisés au moyen de la méthode de l'acquisition et sont provisoires et fondés sur les données financières disponibles ainsi que sur un certain nombre d'estimations et d'hypothèses. Les ajustements réels apportés aux états financiers consolidés de la Société dépendront de certains facteurs, y compris les variations de la valeur comptable nette et des résultats d'exploitation des entreprises acquises entre le 30 juin 2007 et les dates d'acquisition réelles. Par conséquent, les ajustements réels différeront des ajustements pro forma. Toutefois, la direction estime que ces hypothèses offrent une base raisonnable pour la présentation de toutes les incidences financières importantes directement attribuables aux opérations envisagées et que les ajustements pro forma reflètent adéquatement ces hypothèses et qu'ils sont convenablement appliqués dans les états financiers consolidés pro forma.

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés sont préparés à titre indicatif seulement et sont basés sur les hypothèses et les ajustements présentés dans les notes complémentaires.

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés ne visent pas à refléter les résultats d'exploitation qui auraient effectivement été obtenus si les acquisitions et les autres ajustements pro forma avaient été effectués aux dates indiquées. De plus, les états des résultats pro forma non vérifiés ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'exploitation qui pourraient être obtenus par la Société dans le futur.

3. Hypothèses et ajustements pro forma

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés ont été préparés en supposant que les opérations suivantes ont été conclues et que les ajustements ont été effectués en date du 1er janvier 2006, en ce qui concerne les états consolidés des résultats pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et pour le semestre terminé le 30 juin 2007, et au 30 juin 2007 en ce qui concerne le bilan consolidé.

a) Le premier appel public à l'épargne (le « placement ») visant l'émission de 10 455 000 actions ordinaires par la Société à un prix de 11,00 $ l'action, pour un produit net de 102 967 237 $, déduction faite des honoraires des preneurs fermes de 6 037 763 $ et des frais estimatifs liés au placement de 6 000 000 $. À la clôture du placement, les investisseurs institutionnels souscriront à 5 342 620 actions ordinaires additionnelles de la Société au prix d'offre en contrepartie d'un montant total de 58 768 822 $ au moyen du réinvestissement de (i) 11 618 822 $ de distributions versées à la Société par Innergex II relativement au gain réalisé par Innergex II à la clôture de la cession de la centrale Rutherford Creek en décembre 2005 et (ii) d'un montant additionnel en espèces de 47 150 000 $.

À la clôture du placement, la Société acquerra des investisseurs institutionnels leurs participations en titres de capitaux propres de Innergex II, de telle sorte que Innergex II sera détenue en propriété exclusive par la Société, pour un prix d'achat de 63 364 165 $, lequel sera effectivement payé par l'émission de 5 760 379 actions ordinaires à l'intention des investisseurs institutionnels au prix d'offre.

b) À la clôture, la Société utilisera le total du produit net du placement et du réinvestissement concomitant conformément aux modalités du placement afin de réaliser les opérations suivantes :

	$
Remboursement ou acquisition des billets à ordre dus par Innergex II (i))	123 875 000
Financement en capitaux propres des projets en cours de développement (ii))	30 000 000
Dividende aux actionnaires de la Société (iii))	3 781 079
Aux fins du fonds de roulement et à des fins générales (iv))	4 079 980

161 736 059

i) Remboursement ou acquisition de billets à ordre dus par Innergex II

La Société fera en sorte qu'Innergex II rembourse le montant de 177 875 000 $ de billets à ordre dus par Innergex II ou elle acquerra ces billets et obtiendra une prime de 6 000 000 $.

ii) Financement en capitaux propres des projets en cours de développement

Un montant de 30 000 000 $ du produit net du placement sera utilisé pour financer la part proportionnelle des capitaux propres nécessaires à l'égard des frais de construction liés à son portefeuille actuel de projets en cours de développement faisant l'objet de contrats d'achat d'énergie.

iii) Dividende aux actionnaires de la Société

À la clôture, la Société déclarera et versera un dividende à ses actionnaires existants, en plus du gain réalisé relativement à la cession d'Innergex AAV L.P. et d'Innergex BDS L.P., totalisant 3 781 079 $.

iv) Aux fins du fonds de roulement et à des fins générales

La tranche restante du produit totalisant 4 079 980 $ sera utilisée aux fins du fonds de roulement et à des fins générales.

c) L'acquisition de la participation dans le Fonds et dans Innergex II sera comptabilisée au moyen de la méthode de l'acquisition selon leur coût d'acquisition respectif. Le tableau suivant reflète la répartition du prix d'achat initiale en fonction de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge lors de l'acquisition, laquelle répartition sera assujettie à une évaluation finale qui ne devrait pas avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation :

	Fonds	Innergex II	Total	Sociétés en exploitation regroupées (note 6)	Ajustements pro forma
	$	$	$	$	$
onds de roulement net	—	5 994 104	5 994 104	5 994 104	–
acement détenu aux fins de vente	—	—	—	46 350 465	(46 350 465)
acement dans une entité satellite	61 700 782	—	61 700 782	—	61 700 782
stallations hydroélectriques	—	18 790 090	18 790 090	18 790 090	–
ctifs incorporels	—	58 036 120	58 036 120	16 069 818	41 966 302
oûts liés au développement de projets	—	83 574 431	83 574 431	79 641 048	3 933 383
utres actifs	—	2 215 147	2 215 147	2 215 147	–
rais reportés et coûts de pré-exploitation reportés	—	—	—	6 235 354	(6 235 354)
cart d'acquisition	—	33 501 638	33 501 638	—	33 501 638
mprunt bancaire	—	8 000 000	8 000 000	8 000 000	–
ette à long terme	—	42 515 000	42 515 000	42 515 000	–
illets à ordre	—	117 875 000	117 875 000	117 875 000	–
istribution à payer sur les parts ordinaires	—	10 251 867	10 251 867	10 251 867	–
assif d'impôts futurs	—	11 614 595	11 614 595	—	11 614 595

d) Les billets à ordre dus par Innergex II et portant intérêt à un taux annuel de 8 % seront remboursés ou acquis. La réduction des intérêts débiteurs relatifs à cette dette à long terme est de 897 467 $ pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et à 1 627 482 $ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. L'écart par rapport à la charge ajustée dans l'état des résultats provient de la tranche des intérêts débiteurs capitalisée durant la phase de pré-exploitation des projets.

e) La quote-part de 16,1 % des résultats du Fonds totalisant une perte de (6 106 376)$ et un bénéfice de 1 210 959 $ pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 relativement au placement de 16,1 % de la Société dans le Fonds pour un montant de 61 700 782 $.

f) Un amortissement additionnel de 104 554 $ pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et de 209 109 $ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 se rapportant à l'excédent du prix d'achat attribué aux actifs incorporels acquis, comme il a été décrit au paragraphe c) ci-dessus. Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile respective pour une période pouvant atteindre 20 ans.

g) L'élimination des intérêts débiteurs de 9 919 $ et de 20 175 $ comptabilisés dans les états des résultats des sociétés acquises pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 se rapportant à la dette à long terme d'un montant de 250 000 $ qui sera remboursée par la Société.

h) La comptabilisation des provisions pour impôts futurs de (3 474 890)$ et (276 001)$ et de l'impôt sur le capital provincial de 703 554 $ et de 1 407 107 $ constatés dans l'état consolidé des résultats des sociétés acquises pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Aux termes de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, Innergex II, à titre de fiducie, n'était pas assujetti à l'impôt dans la mesure où son bénéfice et ses gains en capital imposables étaient versés ou payables à un porteur de parts. Étant donné qu'Innergex II sera une filiale de la Société et qu'elle s'est engagée en vertu d'un contrat à distribuer à son porteur de parts la totalité ou la quasi-totalité de son bénéfice et de ses gains en capital imposables, la Société sera assujettie à l'impôt en fonction des résultats d'Innergex II.

i) La Société déclarera et payera un dividende d'un montant total de 2 248 208 $, ce qui entraînera un remboursement d'impôt en main remboursable de 272 871 $, et elle rachètera son action de catégorie A pour un montant de 1 $.

j) Innergex II versera les distributions décrites au paragraphe a) ci-dessus, d'un montant de 4 178 450 $, ce qui entraînera des impôts sur les bénéfices exigibles de 397 371 $. Un montant de 3 781 079 $ au titre des distributions sera versé aux actionnaires de la Société.

k) Les soldes intersociétés suivants sont éliminés au moment de la consolidation des bilans :

	$
Débiteurs, créditeurs et charges à payer	2 400 760
Tranche à court terme des distributions à recevoir et à payer	512 584
Distributions à recevoir d'une fiducie sous gestion commune/à payer	1 537 751
Prêt consenti à une entité sous gestion commune et dette à long terme	350 000
Placements dans des sociétés satellites	13 235
Parts ordinaires	88 235
Déficit des entités regroupées	3 434 076

l) Les opérations intersociétés suivantes sont éliminées au moment de la consolidation des résultats :

	Semestre terminé le 30 juin 2007	Exercice terminé le 31 décembre 2006
Honoraires de gestion/charge au titre de l'entente de partage incitative	45 246	90 493
Honoraires de gestion/salaires capitalisés	1 544 025	2 278 832
Honoraires de gestion/frais généraux et administratifs capitalisés	406 239	796 832
	1 995 510	3 166 157
Intérêts sur la dette à long terme/distribution provenant des coentreprises	13 884	—

4. État cumulé des résultats pour le semestre terminé le 30 juin 2007

Innergex II détient des placements dans plusieurs filiales et coentreprises. Dans le cadre de la restructuration d'Innergex II avant l'acquisition de la totalité de ses parts par la Société, deux filiales seront cédées. Afin de refléter les résultats des entités restantes détenues par Innergex II, lesquelles seront acquises par la Société, les ajustements suivants ont été apportés à l'état des résultats d'Innergex II :

a) Les résultats d'Innergex AAV L.P., d'Innergex AAV Inc., son commandité, et de la participation de 50 % d'Innergex II dans Cartier AAV Inc., l'exploitant de la centrale Anse-à-Valleau, sont déduits.

b) Les résultats d'Innergex BDS L.P., d'Innergex BDS Inc., son commandité, et de la participation de 50 % d'Innergex II dans Cartier BDS Inc., l'exploitant de la centrale Baie-des-Sables, sont déduits.

	Données consolidées d'Innergex II	Innergex AAV L.P. a)	Innergex BDS L.P. b)	Entités regroupées acquises par la Société
	$	$	$	$
Produits				
Produits d'exploitation	6 328 499	—	4 922 127	1 406 372
Frais de gestion	56 213	—	—	56 213
	6 384 712	—	4 922 127	1 462 585
Charges d'exploitation	710 283	—	554 127	156 156
Produits bruts	5 674 429	—	4 368 000	1 306 429
Charges				
Frais généraux et administratifs	393 289	938	124 488	267 863
Amortissement	2 361 288	—	1 835 196	526 092
	2 754 577	938	1 959 684	793 955
Bénéfice (perte) avant les éléments suivants :	2 919 852	(938)	2 408 316	512 474
Radiation de coûts liés au développement de projets et de coûts reportés	(5 278 546)	—	—	(5 278 546)
Gain (perte) sur les instruments financiers dérivés	3 863 188	1 926 944	2 007 347	(71 103)
Intérêts des coentreprises	282 355	—	—	282 355
Intérêts créditeurs	499 890	—	52 067	447 823
Intérêts sur l'emprunt bancaire	(111 372)	—	—	(111 372)
Intérêts sur la dette à long terme	(2 009 796)	—	(1 489 828)	(519 968)
Intérêts sur les billets à ordre	(897 467)	—	—	(897 467)
Perte de change	(2 531)	—	—	(2 531)
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(734 427)	1 926 006	2 977 902	(5 638 335)
Impôts sur les bénéfices				
Impôts exigibles	1 785	272	60	1 453
(Perte nette) bénéfice net	(736 212)	1 925 734	2 977 842	(5 639 788)

5. État cumulé des résultats pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006

Innergex II détient des placements dans plusieurs filiales et coentreprises. Dans le cadre de la restructuration d'Innergex II avant l'acquisition de la totalité de ses parts par la Société, deux filiales seront cédées. Afin de refléter les résultats des entités restantes détenues par Innergex II, lesquelles seront acquises par la Société, les ajustements suivants ont été apportés à l'état des résultats d'Innergex II :

a) Les résultats d'Innergex AAV L.P., d'Innergex AAV Inc., son commandité, et de la participation de 50 % d'Innergex II dans Cartier AAV Inc., l'exploitant de la centrale Anse-à-Valleau, sont déduits.

b) Les résultats d'Innergex BDS L.P., d'Innergex BDS Inc., son commandité, et de la participation de 50 % d'Innergex II dans Cartier BDS Inc., l'exploitant de la centrale Baie-des-Sables, sont déduits.

	Données consolidées d'Innergex II	Innergex AAV L.P. a)	Innergex BDS L.P. b)	Entités regroupées acquises par la Société
	$	$	$	$
			(vérifié)	
Produits				
Produits d'exploitation	4 177 043	—	1 256 650	2 920 393
Frais de gestion	199 964	—	—	199 964
	4 377 007	—	1 256 650	3 120 357
Charges d'exploitation	424 977	—	128 419	296 558
Produits bruts	3 952 030	—	1 128 231	2 823 799
Charges				
Frais généraux et administratifs	482 243	6 459	29 062	446 722
Amortissement	1 357 289	—	313 074	1 044 215
	1 839 532	6 459	342 136	1 490 937
Bénéfice (perte) avant les éléments suivants :	2 112 498	(6 459)	786 095	1 332 862

Radiation de coûts liés au développement de projets et de coûts reportés	(592 450)	—	—	(592 450)
Gain à la cession de placements	1 951 616	—	—	1 951 616
(Perte) gain sur les instruments financiers dérivés	(287 745)	(172 857)	19 323	(134 211)
Intérêts des coentreprises	215 895	—	—	215 895
Intérêts créditeurs	386 892	—	15 021	371 871
Intérêts sur l'emprunt bancaire	(49 238)	—	—	(49 238)
Intérêts sur la dette à long terme	(1 145 099)	—	(221 532)	(923 567)
Intérêts sur les billets à ordre	(1 627 482)	—	—	(1 627 482)
Perte de change	(10 919)	—	—	(10 919)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	953 968	(179 316)	598 907	534 377
Impôts sur les bénéfices Impôts exigibles	16 282	3 654	1 884	10 744
Bénéfice net (perte nette)	937 686	(182 970)	597 023	523 633

6. Bilan cumulé des entités en exploitation au 30 juin 2007

Innergex II détient des placements dans plusieurs filiales et coentreprises. Dans le cadre de la restructuration d'Innergex II avant l'acquisition de la totalité de ses parts par la Société, deux filiales seront cédées. Afin de refléter les résultats des entités restantes détenues par Innergex II, lesquelles seront acquises par la Société, les ajustements suivants ont été apportés au bilan d'Innergex II :

a) Le bilan d'Innergex AAV L.P., d'Innergex AAV Inc., son commandité, et la participation de 50 % d'Innergex II dans Cartier AAV Inc., l'exploitant de la centrale Anse-à-Valleau, est déduit.

b) Le bilan d'Innergex BDS L.P., d'Innergex BDS Inc., son commandité, et la participation de 50 % d'Innergex II dans Cartier BDS Inc., l'exploitant de la centrale Baie-des-Sables, est déduit.

c) Les actifs et les passifs des deux filiales qui seront cédées sont remplacés par les placements détenus aux fins de vente.

	Données consolidées d'Innergex II	Innergex AAV L.P. a)	Innergex BDS L.P. b)	Ajustements c)	Entités regroupées acquises par la Société
	$	$	$ (vérifié)	$	$
Actif					
Actif à court terme					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15 300 457	77 647	1 278 264	—	13 944 546
Débiteurs	7 570 738	1 087 124	1 375 240	—	5 108 374
Autres actifs à court terme	276 730	—	—	—	276 730
	23 147 925	1 164 771	2 653 504	—	19 329 650
Fonds détenus en fiducie	852 278	286 900	—	—	565 378
Placements détenus aux fins de vente	—	—	—	46 350 465	46 350 465
Prêt consenti à une entité sous contrôle commun	350 000	—	—	—	350 000
Placements dans les coentreprises	680 000	—	—	—	680 000
Immobilisations corporelles	85 845 699	—	67 055 609	—	18 790 090
Actifs incorporels	18 002 186	—	1 932 368	—	16 069 818
Coûts liés au développement de projets	107 764 045	28 122 997	—	—	79 641 048
Frais reportés et coûts de pré-exploitation	6 762 754	527 400	—	—	6 235 354
Instruments financiers dérivés	619 769	—	—	—	619 769
	244 024 656	30 102 068	71 641 481	46 350 465	188 631 572
Passif					
Passif à court terme					
Emprunt bancaire	8 000 000	—	—	—	8 000 000
Créditeurs et charges à payer	14 044 252	3 456 935	2 515 722	—	8 071 595
Retenues aux fins de la construction	1 655 790	—	—	—	1 655 790
Instruments financiers dérivés	(3 589 885)	(1 754 087)	(2 026 670)	—	190 872
Tranche à court terme de la distribution à payer sur les parts ordinaires	3 417 289	—	—	—	3 417 289
	23 527 446	1 702 848	489 052	—	21 335 546

Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	549 184	—	549 184	—	—
Dette à long terme	95 167 000	—	52 652 000	—	42 515 000
Billets à ordre	117 875 000	—	—	—	117 875 000
Distribution à payer sur les parts ordinaires	10 251 867	—	—	—	10 251 867
	247 370 497	1 702 848	53 590 236	—	191 977 413
Capitaux propres négatifs/capitaux propres					
Parts ordinaires	88 235	25 619 534	13 100 125	38 719 659	88 235
(Déficit) bénéfices non répartis	(3 434 076)	2 779 686	4 851 120	7 630 806	(3 434 076)
	(3 345 841)	28 399 220	17 951 245	46 350 465	(3 345 841)
	244 024 656	30 102 068	71 641 481	46 350 465	188 631 572

ATTESTATION DE LA SOCIÉTÉ

Le 28 novembre 2007

Le texte qui précède constitue un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants se rapportant aux titres offerts par le présent prospectus conformément à la partie 9 de la loi intitulée *Securities Act* (Colombie-Britannique), à la partie 9 de la loi intitulée *Securities Act* (Alberta), à la partie XI de la loi intitulée *The Securities Act*, 1988 (Saskatchewan), à la partie VII de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Manitoba), à la partie XV de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario), à l'article 13 de la *Loi sur la protection contre les fraudes en matière de valeur* (Nouveau-Brunswick), à l'article 63 de la loi intitulée *Securities Act* (Nouvelle-Écosse), à la partie II de la loi intitulée *Securities Act* (Île-du-Prince-Édouard), à la partie XIV de la loi intitulée *Securities Act*, 1990 (Terre-Neuve-et-Labrador), et à la partie 23 de la *Loi sur les valeurs mobilières*, 2002 (Yukon), et à leurs règlements d'application respectifs. Le présent prospectus ne contient aucune information fausse ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres faisant l'objet du placement au sens de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec) et de son règlement d'application.

Par : (signé) Michel Letellier
Président et chef de la direction
Au nom du conseil d'administration

Par : (signé) Jean Perron
Vice-président et chef des finances

Par : (signé) Gilles Lefrançois
Président exécutif du conseil d'administration

Par : (signé) Cyrille Vittecoq
Administrateur

ATTESTATION DES PRENEURS FERMES

Le 28 novembre 2007

À notre connaissance, le texte qui précède constitue un exposé complet, véridique et clair de tous les faits importants se rapportant aux titres offerts par le présent prospectus conformément à la partie 9 de la loi intitulée *Securities Act* (Colombie-Britannique), à la partie 9 de la loi intitulée *Securities Act* (Alberta), à la partie XI de la loi intitulée *The Securities Act*, 1988 (Saskatchewan), à la partie VII de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Manitoba), à la partie XV de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario), à l'article 13 de la *Loi sur la protection contre les fraudes en matière de valeur* (Nouveau-Brunswick), à l'article 64 de la loi intitulée *Securities Act* (Nouvelle-Écosse), à la partie II de la loi intitulée *Securities Act* (Île-du-Prince-Édouard), et à la partie XIV de la loi intitulée *Securities Act*, 1990 (Terre-Neuve-et-Labrador), et à leurs règlements d'application respectifs. À notre connaissance, le présent prospectus ne contient aucune information fausse ou trompeuse susceptible d'affecter la valeur ou le cours des titres faisant l'objet du placement au sens de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec) et de son règlement d'application.

BMO Nesbitt Burns Inc.
Par : (signé) Pierre-Olivier Perras

RBC Dominion valeurs mobilières Inc.
Par : (signé) David Dal Bello

Valeurs mobilières Desjardins inc.
Par : (signé) Jean-Philippe Morin

La Corporation Canaccord Capital
Par : (signé) Jean-Yves Bourgeois

Marchés mondiaux CIBC Inc.
Par : (signé) Charles St-Germain

Valeurs Mobilières TD Inc.
Par : (signé) Louis Véronneau

Financière Banque Nationale Inc.
Par : (signé) Jean-François Calille

Corporation de Valeurs Mobilières Dundee
Par : (signé) Daniel Phaure