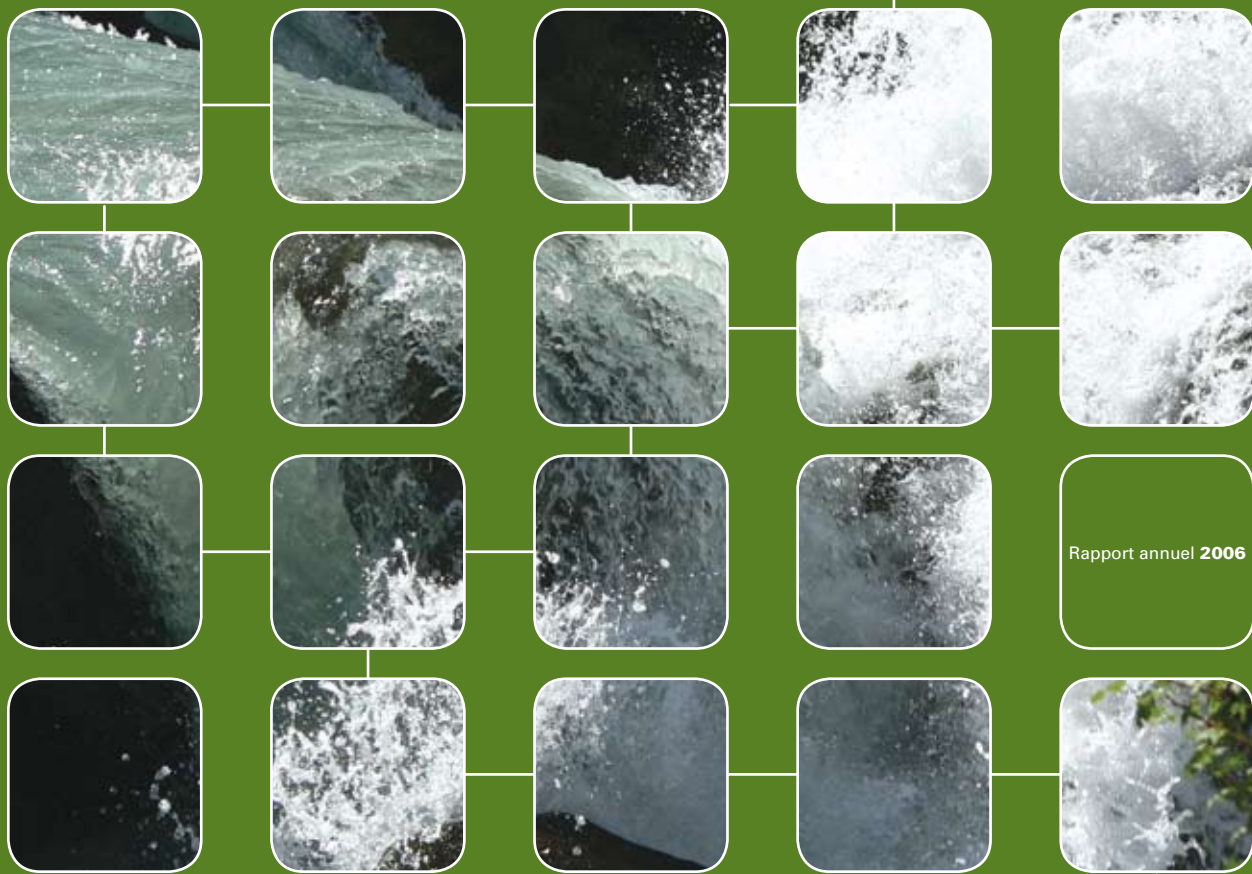


Naturellement



EFFICACE

INNERGEX

Innergex Énergie, Fonds de revenu

10
Centrales
au fil de l'eau

129,9
MW
Puissance
installée

608
GWh
Production
annuelle prévue

EFFICACITÉ

8
Bassins
versants

16
Années
d'expérience
du gestionnaire

7
ans
Âge moyen
pondéré
des centrales

55
Employés

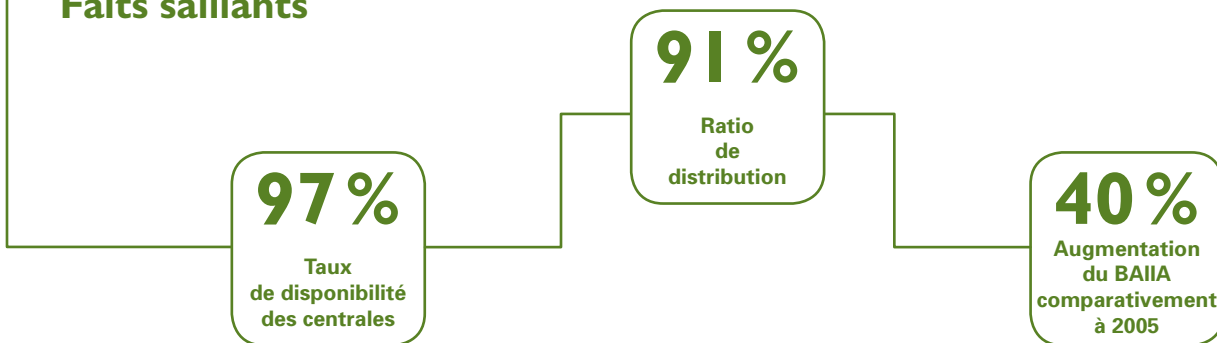
15,5
ans
Durée moyenne
pondérée
restante des CAE

Résultats financiers

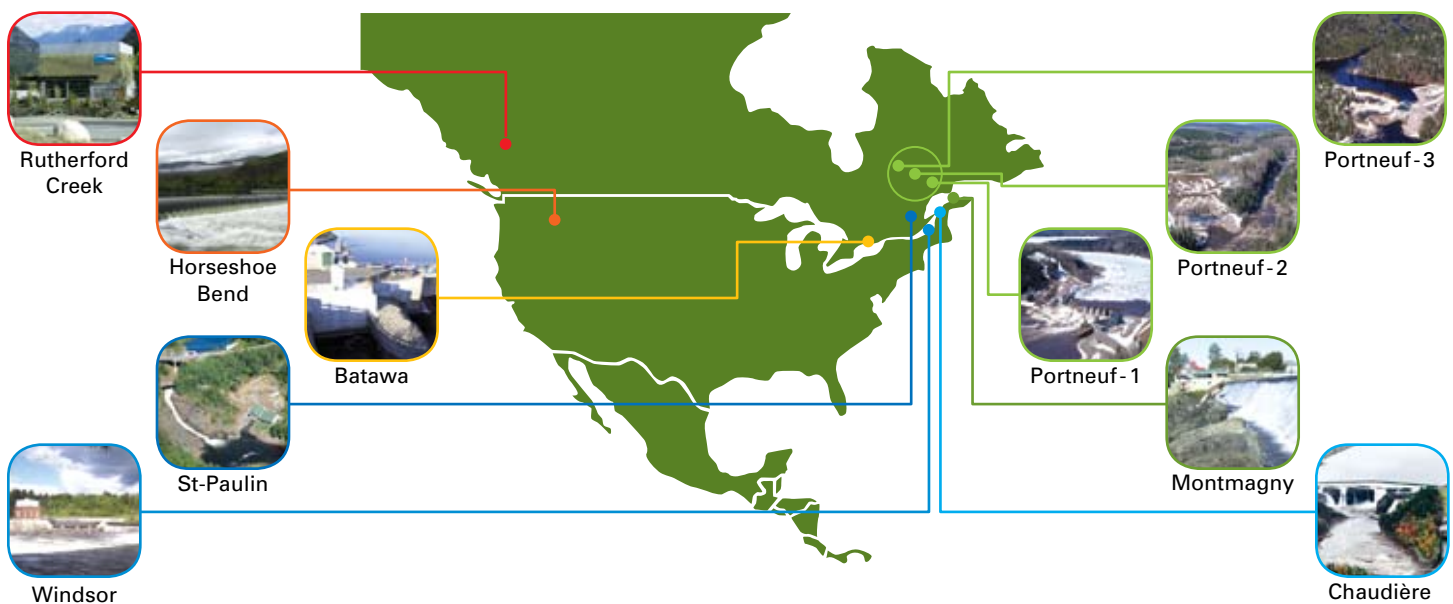
Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005
Production d'électricité (MWh)	641 525	431 619
Produits d'exploitation bruts	41 153 741 \$	30 015 805 \$
BAIIA	32 427 252 \$	23 096 230 \$
Bénéfice net	11 899 262 \$	9 999 375 \$
Encaisse distribuable nette	26 080 201 \$	20 506 027 \$
Encaisse distribuable nette – par part de fiducie	1,0567 \$	0,9490 \$
Distributions déclarées	23 816 170 \$	20 464 085 \$
Distributions déclarées – par part de fiducie	0,9650 \$	0,9450 \$
Ratio de distribution	91%	100%

Innergex Énergie, Fonds de revenu détient et opère des centrales hydroélectriques dans les provinces canadiennes du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique, ainsi que dans l'État de l'Idaho, aux États-Unis. Le Fonds est coté SR-2 (perspective stable et profil de distributions modéré) par Standard and Poor's et ses parts sont admissibles aux régimes enregistrés d'épargne-retraite (REER), fonds enregistrés de revenu de retraite (FEER) et autres régimes à impôts différés.

Faits saillants



Parc hydroélectrique



Message du Président du Conseil

Innergex Énergie met tout en œuvre pour rehausser la valeur de l'investissement des porteurs de parts et leur assurer des distributions stables. Cependant, il s'engage à le réaliser de façon conséquente et motivée par le souci de respecter l'environnement et les communautés. Cette approche repose sur les atouts d'Innergex Énergie : son parc hydroélectrique jeune, une équipe compétente et expérimentée à l'opération et à l'entretien des centrales, des gestionnaires créatifs et une structure financière solide basée sur des contrats d'achats d'électricité à long terme et indexés. Une fois de plus cette année, nos résultats en ce sens sont éloquentes.

Régie d'entreprise

Le Conseil des fiduciaires joue un rôle important dans l'atteinte de ces résultats. Grâce à une gouvernance bien structurée, le Conseil effectue le suivi et supervise les activités relatives à la gestion du Fonds. Au nombre de quatre, les comités du Conseil se penchent sur des dossiers ciblés et développent une connaissance approfondie des enjeux du Fonds. Ces comités sont composés de membres du Conseil des fiduciaires détenant une compétence et une complémentarité leur permettant d'étudier les dossiers avec une vision d'ensemble.

Imposition des fiducies

Pour faire suite à l'annonce de l'Honorable Jim Flaherty portant sur l'imposition des fiducies de revenu, les membres du Conseil des fiduciaires se sont réunis pour discuter de l'impact sur le Fonds et sur le marché. Alors que cette annonce a ébranlé l'ensemble du marché des fiducies de revenu, Innergex Énergie a maintenu sa position concurrentielle parmi ses compétiteurs. La mesure annoncée n'ayant pas encore force de loi, l'impact réel de celle-ci en 2011 devra être réétudié.

Résultats financiers pour l'année 2006

Pour l'année 2006, la production a cru de 49 %, les revenus de 37 % et l'encaisse distribuable nette de 27 %. Nous avons amélioré notre ratio de distribution qui se situe pour l'année 2006 à 91 %, signe de stabilité et de flexibilité à long terme des activités du Fonds. Nous avons ainsi versé à nos porteurs une distribution de 0,9650 \$ par part, représentant une croissance de 2 % comparativement à la distribution de 2005.

Un secteur d'avenir

Le secteur des énergies renouvelables est un secteur d'avenir. L'intérêt des gouvernements et de la population stimule le développement de nouveaux projets énergétiques verts. Innergex Énergie est bien positionné pour tirer profit de ces occasions d'affaires.

Je tiens à remercier les membres du Conseil des fiduciaires pour leur implication tout au long de l'année ainsi que l'équipe de gestionnaires et le personnel pour leur engagement dans la réalisation de la stratégie du Fonds. Merci à tous les porteurs de parts de nous accorder leur confiance.



Jean La Couture, FCA
Président du Conseil des fiduciaires
Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation

Message du gestionnaire

L'année 2006 a été très bénéfique pour les investisseurs d'Innergex Énergie. Compte tenu de la qualité des éléments d'actif et du haut taux de disponibilité des centrales, Innergex Énergie a pu tirer le maximum d'une année hydrologique exceptionnelle. Pour l'année 2006, les centrales du Fonds ont produit 641 525 MWh d'électricité, soit 5 % de plus que la moyenne historique. De façon pondérée et en fonction de la localisation des centrales, ce sont donc près de 47 500 foyers qui ont bénéficié d'une électricité propre provenant d'une des centrales hydroélectriques d'Innergex Énergie.

Revenus

Les revenus atteignent 41,2 M\$ pour l'année 2006, soit une augmentation de plus de 37% comparativement à l'an dernier. Le BAIIA atteint également un niveau record à 32,4 M\$, une augmentation de 40% comparativement à 2005.

La participation de la centrale Rutherford Creek aux résultats du Fonds depuis le 15 décembre 2005 explique cette croissance. Le Fonds a aussi bénéficié de conditions hydrologiques supérieures à la moyenne historique. Pour illustrer ce point, durant 2006, les centrales Saint-Paulin et Chaudière ont toutes les deux battu un record de production depuis leurs mises en service respectives.

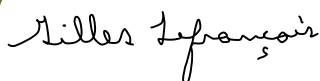
Exploitation et entretien

Comme à chaque année, Innergex Énergie effectue son programme d'entretien préventif à chacune des centrales. Le moment choisi pour effectuer l'entretien étant soigneusement planifié en fonction des variations des débits saisonniers, Innergex Énergie peut donc toujours profiter au maximum des hausses hydrologiques tout en maintenant ses éléments d'actif disponibles et efficaces.

Rendement stable

La force de l'eau se transforme, grâce à Innergex Énergie, en un rendement stable et profitable pour les porteurs de parts. Forts de ces résultats, nous sommes confiants d'avoir les atouts pour profiter d'occasions qui permettraient de bonifier la valeur de l'investissement pour les porteurs de parts.

Nous remercions tous les membres de l'équipe du gestionnaire pour leur contribution et leur dynamisme, et visons la poursuite de ces efforts pour les années à venir.



Gilles Lefrançois, CA
Président et
chef de la direction



Michel Letellier, MBA
Vice-président exécutif et
chef de la direction financière

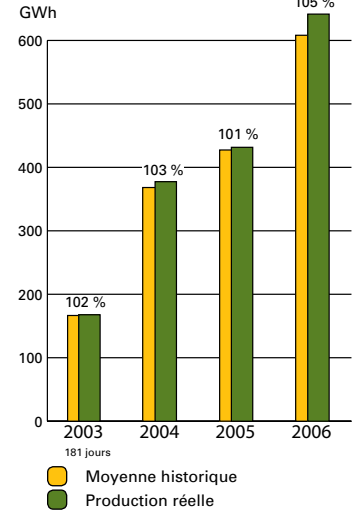
Innergex Management Inc.
Gestionnaire du Fonds



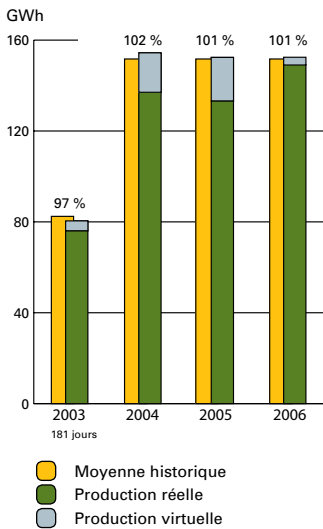
Opérations

Depuis sa création, le Fonds a produit en moyenne 3,3 % au-dessus de la moyenne historique. La production moyenne historique est obtenue suite à l'étude effectuée par des ingénieurs indépendants des débits historiquement observés sur chaque rivière où le Fonds opère une centrale. Pour définir la moyenne historique d'une centrale, les études tiennent compte de plusieurs facteurs importants afin de déterminer le productible potentiel tels que : la hauteur de chute, la puissance installée, les pertes de charges, les particularités opérationnelles, les entretiens, les débits réservés esthétiques et écologiques, etc. Les années passent et ne sont pas toutes identiques mais sur une plus grande période, notre expérience nous indique qu'éventuellement, la production devrait se rapprocher de la moyenne historique prévue.

Productions réelles et moyennes historiques du Fonds



**Portneuf
Énergie produite et énergie payée**



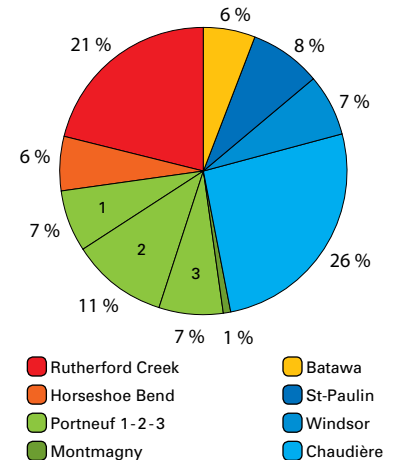
La production des trois centrales situées sur la rivière Portneuf au Québec bénéficie d'un contexte limitant le risque relié à l'hydrologie. Tant que les centrales sont disponibles et aptes à produire, l'énergie payée par le client est basée sur la moyenne hydrologique de la rivière sur un historique de 20 ans. Cette situation fait suite au détournement d'une partie du débit de la rivière Portneuf par Hydro-Québec.

L'avantage d'un tel contexte est de pouvoir compter sur une rémunération stable, et prévisible d'un trimestre à l'autre, pour 25 % de la production anticipée du Fonds, peu importe les fluctuations hydrologiques.

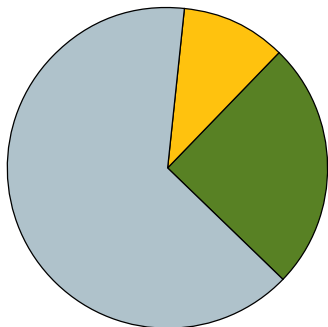
Avec ses 10 centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique, en Ontario, au Québec, ainsi que dans l'État de l'Idaho, aux États-Unis, Innergex Énergie mitige son risque hydrologique en le répartissant sur 8 bassins versants.

Le bénéfice d'exploitation représente l'encaisse générée par chacune des centrales (revenus moins les frais d'exploitation). La centrale Chaudière, les trois centrales Portneuf et la centrale Rutherford Creek, représentent respectivement 26 %, 25 % et 21 % du bénéfice d'exploitation des centrales du Fonds.

Répartition du bénéfice d'exploitation sur plusieurs bassins versants



Répartition des comptes de réserve

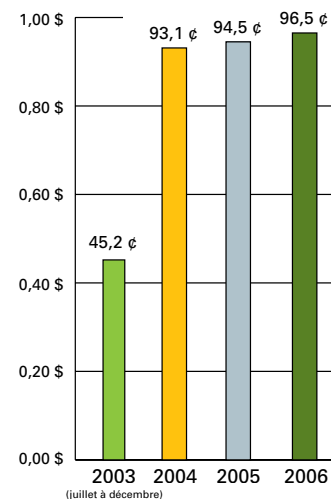


■ Réserve pour nivellement	3,30 M\$
■ Réserve pour réparations majeures	1,43 M\$
■ Réserve hydrologique	8,57 M\$

Le gestionnaire a établi une structure financière solide qui permet de maintenir la stabilité des distributions et limite le risque associé à l'exploitation et à l'hydrologie. En fonction des fluctuations saisonnières trimestrielles, des sommes prévues sont retirées ou investies dans la réserve pour nivellement, qui ultimement sera entièrement utilisée. Les montants investis à chaque trimestre dans les comptes de réserve pour réparations majeures pourront être utilisés pour effectuer l'entretien à long terme des centrales lorsque ce sera nécessaire. Quant à la réserve hydrologique, elle pourrait être utilisée, entre autre, en cas de baisse de revenu reliée à des conditions hydrologiques moins abondantes. Ces deux derniers comptes de réserve sont ajustés en fonction des acquisitions réalisées par le Fonds.

L'expertise du gestionnaire, la connaissance approfondie de la dynamique hydrologique des centrales et les contrats d'achat d'électricité à long terme permettent d'effectuer une planification des revenus provenant de la vente d'électricité des centrales pendant la durée des contrats. Une structure financière adaptée et optimisant les atouts du Fonds permet de maintenir les distributions stables. De façon complémentaire, une stratégie de croissance et de diversification par acquisitions permet de rehausser et de solidifier le montant des distributions aux porteurs de parts. Depuis la création du Fonds, les distributions mensuelles par part ont augmenté de 4,3 %, grâce aux trois acquisitions réalisées par le Fonds.

Stabilité des distributions



65 %

Il s'agit de la portion des distributions qui est non imposable dans les mains des porteurs de parts au Canada puisqu'elle représente un retour du capital. Principalement grâce au jeune âge des éléments d'actif, le Fonds peut offrir une portion non imposable élevée de sa distribution aux porteurs de parts.

Représentant un montant de 0,62724 \$ par part en 2006, cette portion de la distribution devra être utilisée pour réduire le prix de base rajusté des parts quand elles sont vendues afin de déterminer le gain ou la perte en capital au moment de la vente.

Conseil des fiduciaires



John A. Hanna, FCGA
Dorval (Québec)
Administrateur de sociétés



Lise Lachapelle
Île-des-Sœurs (Québec)
Administratrice d'entreprises
et consultante



Jean La Couture, FCA
Montréal (Québec)
Président, Huis Clos Ltée
Président du Conseil
des fiduciaires



Daniel L. Lafrance, CA
Kirkland (Québec)
Premier vice-président des finances
et de l'approvisionnement,
chef des finances et secrétaire,
Sucre Lantic Limitée et
Rogers Sugar Ltd.



Richard Laflamme
Ancienne-Lorette (Québec)
Directeur général,
Régime de retraite de
l'Université du Québec



Gilles Lefrançois, CA
Longueuil (Québec)
Président et chef de la direction,
Innergex Management Inc.



Michel Letellier, MBA
Candiac (Québec)
Vice-président exécutif
et chef de la direction financière,
Innergex Management Inc.



Comité de vérification
Composé de trois fiduciaires indépendants détenant une expertise importante en comptabilité et en finance, le comité s'assure de la conformité du Fonds avec les lois et règlements quant à la présentation et la divulgation de l'information financière et de la mise en place et le respect d'un système de contrôle interne. Le comité est présidé par John A. Hanna.



Comité de régie d'entreprise et de rémunération
Composé de trois membres, dont deux indépendants, le comité supervise la régie d'entreprise, évalue les services offerts par Innergex Management Inc. et révisé la politique d'initiés d'Innergex Énergie. Le comité est présidé par Lise Lachapelle.



Comité des candidatures
Composé de quatre membres dont deux sont indépendants, le comité révisé la composition du Conseil et de ses comités, identifie des candidatures pour l'élection de fiduciaires indépendants et soumet des recommandations. Le comité est présidé par Jean La Couture.



Comité d'acquisition
Composé de quatre membres indépendants, le comité étudie les acquisitions proposées à Innergex Énergie avec l'aide de consultants externes et indépendants, et fait des recommandations au Conseil des fiduciaires. Une majorité des membres indépendants du Conseil est nécessaire pour entériner une acquisition. Le comité est présidé par Daniel L. Lafrance.

REVUE FINANCIÈRE



Rapport
de
gestion

10

Responsabilité
à l'égard
des états
financiers

27

Rapport
des
vérificateurs
aux porteurs
de parts

27

États
financiers
consolidés

28

Notes
afférentes
aux états
financiers
consolidés

32

Ce rapport de gestion a été préparé le 14 mars 2007.

Le but de ce rapport de gestion est de fournir au lecteur une vue d'ensemble de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (« Innergex Énergie » ou le « Fonds ») pour l'exercice financier de douze mois se terminant le 31 décembre 2006. Ce rapport devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice financier terminé le 31 décembre 2006, ainsi qu'avec les notes afférentes aux états financiers consolidés du présent rapport annuel. Les états financiers consolidés ont été préparés en vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada. Les résultats du Fonds sont exprimés en dollars canadiens. Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Compte tenu de ces arrondissements, la justesse de certaines sommations peut être affectée.

Efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information

Le président et chef de la direction et le vice-président exécutif et chef de la direction financière d'Innergex Management Inc. (le « gestionnaire ») ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision, des contrôles et procédures de communication de l'information pour fournir une assurance raisonnable que l'information importante relative au Fonds, y compris ses filiales consolidées, est communiquée au président et chef de la direction et au vice-président exécutif et chef de la direction financière du gestionnaire par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis.

Conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires déposés par les émetteurs, le président et chef de la direction et le vice-président exécutif et chef de la direction financière du gestionnaire ont évalué l'efficacité des procédures de communication à l'égard de l'information financière du Fonds pour l'année terminée le 31 décembre 2006 et ils ont conclu que les procédés de contrôle du Fonds fournissent l'assurance raisonnable i) que l'information qu'il doit présenter dans ses documents annuels, documents intermédiaires et autres rapports déposés ou transmis en vertu de la loi sur les valeurs mobilières est enregistrée, traitée, synthétisée et présentée dans les délais prescrits et ii) que toute information d'importance concernant le Fonds est rassemblée puis communiquée au gestionnaire du Fonds, y compris au président et chef de la direction et au vice-président exécutif et chef de la direction financière du gestionnaire en temps opportun.

Contrôles internes

Le président et chef de la direction et le vice-président exécutif et chef de la direction financière du gestionnaire ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision, des contrôles internes à l'égard de l'information financière pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus.

Énoncés prospectifs

En vue d'informer les porteurs de parts et les investisseurs potentiels sur Innergex Énergie, dont l'évaluation par la direction des plans futurs et de l'exploitation, certains renseignements compris dans ce rapport de gestion sont de nature prospective et sujets aux risques, aux incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que le rendement actuel d'Innergex Énergie pourrait différer sensiblement du rendement prévisionnel exprimé ou avancé dans de tels énoncés prospectifs. Les principaux facteurs de risque seront examinés plus loin sous la rubrique *Risques et incertitudes* du présent rapport annuel. Bien que le Fonds estime que les attentes suscitées par les énoncés prospectifs sont raisonnables, basées sur des renseignements accessibles lors de l'ébauche de ces énoncés prospectifs, il n'y a aucune certitude que de telles attentes soient exactes. Tous les nouveaux énoncés prospectifs, qu'ils soient imputables à l'écrit ou oralement au Fonds ou à la personne qui agit en son nom, sont expressément qualifiés dans leur intégralité par ces avertissements.

VUE D'ENSEMBLE

Généralités

Innergex Énergie est un fonds de revenu canadien inscrit à la bourse de Toronto qui possède indirectement dix centrales hydroélectriques d'une puissance totale installée de 129,9 mégawatts (MW). Ces dix centrales ont un âge moyen pondéré de sept ans, ayant été mises en service entre 1994 et 2004, et vendent l'énergie qu'elles produisent aux termes de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme. Sept d'entre elles sont situées dans la province de Québec et vendent l'énergie qu'elles produisent à Hydro-Québec. Une huitième centrale est située en Ontario et vend l'énergie qu'elle produit à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. La neuvième est située en Colombie-Britannique et vend l'énergie qu'elle produit à British Columbia Hydro and Power Authority. La dernière est située dans l'État de l'Idaho, aux États-Unis, et vend l'énergie qu'elle produit à Idaho Power Company. Le gestionnaire gère et administre les centrales en vertu d'accords à long terme avec Innergex Énergie.

Innergex Énergie a été créé en octobre 2002, a complété un premier appel public à l'épargne en juillet 2003 et a commencé à effectuer des distributions en espèces mensuelles à ses porteurs de parts en août 2003. Le service de notation de Standard & Poor's (« S&P ») a assigné la note de stabilité SR-2 (perspective stable et profil de distributions modéré) aux parts du Fonds, soulignant la très grande stabilité des distributions en espèces.

Stratégie de l'entreprise

Le but premier d'Innergex Énergie est d'assurer la stabilité et le maintien de l'encaisse distribuable nette payable à ses porteurs de parts et, dans la mesure du possible, d'accroître l'encaisse distribuable nette par part. Le Fonds compte atteindre ses objectifs :

- en supervisant et en améliorant l'exploitation de ses centrales hydroélectriques; et
- en acquérant de nouvelles installations de production d'énergie.

Les centrales existantes du Fonds sont supervisées par le personnel expérimenté du gestionnaire du Fonds qui s'est impliqué dans l'aménagement, l'acquisition, la construction, la détention et l'exploitation de centrales hydroélectriques depuis 1990. Cette équipe jouit d'une vaste expertise en matière de projets d'énergie renouvelable.

Le Fonds détient trois comptes de réserve utilisés pour assurer la stabilité des distributions en espèces. Le premier est la réserve de nivellement qui a été établie d'une part à partir d'une portion du premier appel public à l'épargne et d'autre part suite à l'acquisition de la centrale Windsor. Des sommes additionnelles provenant de la centrale Horseshoe Bend sont ajoutées annuellement à la réserve de nivellement durant un certain nombre d'années afin de niveler la contribution monétaire provenant de cette centrale pour toute la durée de son CAÉ. Le deuxième est le compte de réserve hydrologique qui a également été créé, en partie, à partir d'une portion du premier appel public à l'épargne ainsi qu'à la suite des acquisitions effectuées en 2004 et en 2005. Ce compte pourrait être utilisé dans le cas où l'encaisse distribuable nette pour n'importe quelle année serait moindre que prévu en raison des fluctuations normales d'hydrologie ou d'autres facteurs imprévus. Finalement, un montant annuel totalisant 574 000 \$ est ajouté sur une base trimestrielle, au compte de réserve pour réparations majeures afin de financer les réparations majeures des centrales qui seraient nécessaires au maintien de la capacité de production du Fonds.

Innergex Énergie est très bien positionné pour acquérir des installations de production d'énergie en raison de son excellent bilan et de l'expérience de l'équipe du gestionnaire. De plus, Innergex Énergie a signé un accord de coopération avec Innergex II Fonds de revenu (« Innergex II »), une fiducie privée indépendante créée pour construire, détenir et exploiter des projets d'énergie renouvelable en Amérique du Nord. L'accord de coopération donne à Innergex Énergie le droit de première offre si Innergex II vend n'importe lequel de ses projets énergétiques. Les nouvelles installations de production d'énergie seront acquises seulement si elles sont susceptibles d'accroître l'encaisse distribuable nette par part du Fonds et d'améliorer la stabilité et le maintien des distributions en espèces, et elles se limiteront aux projets d'énergie renouvelable. Le Fonds compte ainsi procéder à des acquisitions en diversifiant ses avoirs en matière de géographie, de bassins versants, de clients et de sources d'énergie. Les acquisitions réalisées par le Fonds à ce jour sont cohérentes avec sa stratégie.

Indicateurs de rendement clés

Le Fonds évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de performance clés, dont l'énergie générée en mégawattheures (MWh), l'encaisse distribuable provenant des activités liées à l'exploitation, l'encaisse distribuable nette, l'encaisse distribuable nette par part de fiducie et le «BAIIA» défini comme étant le bénéfice avant intérêts, provision pour impôts, amortissement, autres revenus et dépenses et participation minoritaire. Les autres revenus et dépenses comprennent le revenu de placements, la perte ou le gain non réalisé(e) sur instruments dérivés, la perte ou le gain de change, la radiation d'immobilisations et la perte ou le gain sur disposition d'immobilisations. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Par conséquent, il se peut que ces indicateurs ne soient pas comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Le Fonds croit que ces indicateurs constituent une information additionnelle importante puisqu'elle fournit aux lecteurs une indication sur le niveau de production, l'encaisse disponible et la capacité du Fonds à rencontrer ses objectifs de distribution d'encaisse aux porteurs de parts.

Saisonnalité

Les résultats du Fonds ont un caractère saisonnier dû aux variations d'hydraulicité d'un trimestre à l'autre durant une année type. Les deuxième et troisième trimestres de l'année sont généralement ceux où les produits d'exploitation bruts sont les plus élevés. Les résultats d'une période intermédiaire ne doivent pas être considérés comme représentatifs des résultats d'une année complète.

Tendances du marché

L'électricité a traditionnellement été générée, transmise et distribuée aux clients par le biais d'entreprises de services publics monopolistiques. Toutefois, la croissance rapide de la demande d'électricité, l'augmentation des tarifs de l'électricité, les avancées technologiques et les inquiétudes environnementales ont donné lieu à une restructuration de l'industrie de l'électricité. Bien que la quantité d'énergie produite par les producteurs indépendants d'électricité soit modeste jusqu'à maintenant comparativement à la production provenant de services publics, les planificateurs ont reconnu les avantages des projets énergétiques indépendants, particulièrement si l'énergie est générée à partir de sources renouvelables, ou si l'efficacité est plus grande que celle des installations de production d'énergie des services publics. Par conséquent, les producteurs indépendants d'électricité, qui utilisent des sources telles que l'eau et le vent, devraient jouer un rôle important dans la réponse aux besoins futurs en énergie.

Information annuelle choisie	31 décembre 2006	31 décembre 2005	31 décembre 2004
Produits d'exploitation bruts	41 153 741 \$	30 015 805 \$	25 209 052 \$
Bénéfice net	11 899 262 \$	9 999 375 \$	8 955 152 \$
Bénéfice net par part de fiducie	0,48 \$	0,46 \$	0,46 \$
Actif total	345 360 681 \$	358 814 872 \$	268 227 506 \$
Dette à long terme	107 760 811 \$	108 266 634 \$	59 188 642 \$
Distributions déclarées aux porteurs de parts	23 816 170 \$	20 464 085 \$	18 119 192 \$
Distributions déclarées par part de fiducie	0,9650 \$	0,9450 \$	0,9312 \$

La croissance des produits d'exploitation et du bénéfice net au cours des trois dernières années s'explique principalement par les acquisitions des centrales Windsor le 27 avril 2004, Horseshoe Bend le 31 décembre 2004 et Rutherford Creek le 15 décembre 2005.

Le 8 avril et le 18 octobre 2004, le Fonds a eu recours à deux émissions privées de parts de fiducie pour compléter les acquisitions des centrales Windsor et Horseshoe Bend respectivement, et à une émission publique le 5 octobre 2005 pour compléter l'acquisition de la centrale Rutherford Creek. Ces émissions, ainsi que les moments choisis pour les compléter, ont résulté en une augmentation modérée du bénéfice net par part de fiducie.

La baisse de l'actif total affichée en 2006 comparativement à 2005 est principalement due à l'amortissement des actifs intangibles et des immobilisations. La croissance de l'actif total en 2005 résultait de l'acquisition de la centrale Rutherford Creek.

Le Fonds a eu recours à de l'endettement additionnel d'un montant de 9,9 M\$ pour l'acquisition de la centrale Windsor et d'un montant de 50,0 M\$ pour l'acquisition de la centrale Rutherford Creek, ce qui explique la croissance du niveau de dette à long terme. Il est important de noter que le Fonds conserve un ratio d'endettement sur la valeur de l'entreprise de seulement 24,8 %, ce qui le compare avantageusement à ses concurrents. De plus, au 31 décembre 2006, 85 % de la dette totale du Fonds était effectivement fixée à un taux d'intérêt moyen pondéré de 6,24 %, incluant la marge applicable actuellement en vigueur.

Grâce aux acquisitions susmentionnées, le Fonds a pu augmenter à trois reprises les distributions déclarées aux porteurs de parts, d'un niveau annuel de 0,925 \$ par part au moment du premier appel public à l'épargne au niveau annuel de 0,965 \$ par part depuis le 1^{er} janvier 2006.

Cette augmentation du niveau de distribution par part combinée au plus grand nombre de parts en circulation explique la croissance du montant annuel de distributions déclarées aux porteurs de parts, de 2004 à 2006.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation d'Innergex Énergie pour 2006 couvrent la période comprise entre le 1^{er} janvier 2006 et le 31 décembre 2006 et sont comparés avec les résultats de la même période en 2005.

Produits d'exploitation bruts

Au cours de la période de douze mois d'exploitation de 2006, Innergex Énergie a affiché un produit d'exploitation brut de 41,2 M\$, ce qui représente une hausse de 37 % comparativement au produit d'exploitation brut de 30,0 M\$ pour l'exercice de 2005. Cette hausse est principalement due à l'apport de la centrale Rutherford Creek, acquise le 15 décembre 2005, ainsi qu'à une hydrologie plus favorable pour l'ensemble des autres centrales. En 2006, les conditions hydrologiques ont permis une production de 5 % supérieure à la moyenne historique. D'autre part, les résultats de 2006 ont bénéficié des augmentations liées à l'inflation et d'un minimum de 3 % des tarifs d'électricité prévues aux CAÉ à long terme avec Hydro-Québec. L'inflation a un impact positif sur les résultats du Fonds car la croissance des revenus représente un montant plus important que celui provenant de la croissance des frais d'exploitation. Au cours de la période d'exploitation terminée le 31 décembre 2006, les dix centrales du Fonds ont produit 641 525 MWh d'énergie, soit 49 % de plus que la production de 431 619 MWh pour la période de douze mois de 2005. La centrale Rutherford Creek n'avait contribué à la production totale du Fonds que pour les 16 derniers jours de 2005. Sans tenir compte de l'apport de la centrale Rutherford Creek, la production du Fonds s'est accrue de 15 % en 2006.

Résultats d'exploitation	Période d'exploitation du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2006		Période d'exploitation du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2005	
	Production (MWh)	Moyenne historique (MWh)	Production (MWh)	Moyenne historique (MWh)
Saint-Paulin	58 656	41 082	45 098	41 082
Portneuf - 1	42 088	40 822	41 496	40 822
Portneuf - 2	67 792	68 496	67 664	68 496
Portneuf - 3	43 319	42 379	43 233	42 379
Chaudière	144 778	116 651	114 815	116 651
Montmagny ¹	7 195	8 000	6 153	7 211
Batawa	36 805	32 938	30 031	32 938
Windsor	37 647	31 000	32 199	31 000
Horseshoe Bend ¹	47 509	46 800	43 181	42 000
Rutherford Creek ²	155 736	180 000	7 749	2 941
Total	641 525	608 168	431 619	425 520

1. La moyenne historique de production de ces centrales a augmenté en 2006 suite à des travaux réalisés en 2005.
2. Centrale acquise le 15 décembre 2005.

Saint-Paulin

L'installation de Saint-Paulin est constituée d'une centrale d'une puissance de 8 MW, située aux chutes à Magnan, dans la municipalité de Saint-Paulin au Québec. La centrale a été construite et mise en service en 1994. Le CAÉ pour l'installation de Saint-Paulin expire en 2014 et est renouvelable pour une période additionnelle de 20 ans. L'installation a généré 58 656 MWh d'énergie au cours de la période de douze mois d'exploitation du Fonds, ou 43 % de plus qu'anticipé, et 30 % de plus qu'en 2005. En 2006, la production a été vendue au taux moyen de 54,32 \$/MWh comparativement au taux moyen de 63,94 \$/MWh obtenu en 2005. En vertu du CAÉ, l'énergie livrée au-delà de la quantité d'énergie maximum convenue de 45 552 MWh est payée à un prix moins élevé de 13,00 \$/MWh. Cette énergie excédentaire représente 12 809 MWh et explique le taux moyen plus bas en 2006.

Portneuf

Les installations de Portneuf sont constituées de trois centrales hydroélectriques d'une puissance installée de 25,9 MW distantes de quelques kilomètres sur la rivière Portneuf, dans les municipalités de Sainte-Anne-de-Portneuf et de Longue-Pointe au Québec. Toutes mises en service en 1996, les centrales produisent en moyenne 151 697 MWh d'énergie par année, représentant ainsi 25 % de la production actuelle totale anticipée par année par le Fonds. Le contrat d'achat d'électricité de Portneuf expire en 2021 et est renouvelable pour une période additionnelle de 25 ans. En plus de l'énergie générée par l'installation de Portneuf, le Fonds reçoit des versements en espèces d'Hydro-Québec pour compenser la dérivation partielle du débit de l'eau autrefois disponible pour les centrales du Fonds. Ces versements sont basés sur le débit moyen annuel d'eau au cours d'un historique de 20 ans, mais dépendent également de la disponibilité des turbines et de la production maximale à partir de la ressource en eau laissée disponible par Hydro-Québec. En 2006, les trois installations de Portneuf ont généré ou se sont vues compensées pour l'équivalent de 153 199 MWh d'énergie produite, soit un peu plus que la moyenne historique et 1 % de plus que les 152 393 MWh d'énergie payée en 2005. Le prix de vente moyen en 2006 était de 65,78 \$/MWh, comparativement à un prix de vente moyen de 63,91 \$/MWh en 2005.

Chaudière

La centrale hydroélectrique Chaudière de 24 MW est située sur la rivière Chaudière à Lévis au Québec, sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent. Le CAÉ de Chaudière expire en 2019 et est renouvelable pour une période additionnelle de 20 ans. Le CAÉ de Chaudière inclut une prime d'hiver pour la capacité de production d'énergie mise à la disponibilité d'Hydro-Québec durant les mois de décembre à mars. Au cours de la période de douze mois se terminant le 31 décembre 2006, la centrale Chaudière a produit 144 778 MWh d'énergie, soit 24 % de plus que la moyenne historique et 26 % de plus que les 114 815 MWh produits en 2005. En vertu du CAÉ, l'énergie livrée au-delà de la quantité d'énergie maximum convenue de 130 962 MWh est payée à un prix moins élevé de 13,00 \$/MWh. Cette énergie excédentaire représente 9 755 MWh en 2006. Le prix de vente moyen de l'énergie en 2006 fut de 70,04 \$/MWh comparativement au prix moyen de vente de 2005, qui s'établissait à 68,59 \$/MWh. Malgré une production excédentaire payée à faible prix, le prix de vente moyen a augmenté grâce à une production hivernale plus importante en 2006 comparativement à 2005.

Montmagny

La centrale hydroélectrique Montmagny détient une puissance installée de 2,1 MW et est située sur la rivière Du Sud à Montmagny, au Québec. Elle a été mise en service en 1996. Le CAÉ de la centrale expire en 2021 et est renouvelable pour une période additionnelle de 25 ans. Le CAÉ de Montmagny inclut un prix de vente plus élevé pour la production d'énergie durant les mois de décembre à mars. Suite à des travaux réalisés à la centrale Montmagny, la moyenne historique annuelle de production de la centrale a été augmentée de 7 211 MWh à 8 000 MWh. La centrale Montmagny a produit 7 195 MWh d'énergie au cours de la période de douze mois se terminant le 31 décembre 2006, comparativement aux 6 153 MWh produits en 2005, dû à une hydrologie plus favorable et aux travaux réalisés à la centrale. Le prix de vente moyen de l'énergie en 2006 fut de 68,35 \$/MWh ou 7 % supérieur au prix de vente moyen de 2005, qui s'établissait à 64,16 \$/MWh, en raison d'une production hivernale accrue en 2006.

Batawa

Située le long de la voie navigable Trent-Severn, près de Trenton en Ontario, la centrale hydroélectrique Batawa détient une puissance installée de 5 MW. La centrale a été mise en service en 1999. Le CAÉ conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario comporte un terme initial de 30 ans jusqu'en 2029 et demeurera par la suite valide, sauf préavis d'annulation d'un an de l'une des parties au contrat. Il est prévu au CAÉ que la production d'énergie vendue durant les mois d'hiver et durant les heures de pointe reçoit un prix de vente plus élevé que la production d'été ou que la production en dehors des heures de pointe. Au cours de la période de douze mois de 2006, la centrale Batawa a produit 36 805 MWh d'électricité, soit 12 % de plus que la moyenne historique, et 23 % de plus que les 30 031 MWh produits en 2005. Le prix de vente moyen de l'énergie en 2006 fut de 63,02 \$/MWh et est similaire au prix moyen de vente de 2005, qui s'établissait à 63,11 \$/MWh.

Windsor

La centrale Windsor est située sur la rivière St-François, près de la ville de Windsor au Québec. D'une capacité de 5,5 MW, elle a été mise en service en 1996 et Innergex Énergie en a fait l'acquisition le 27 avril 2004. Le CAÉ de la centrale expire en 2016 et est renouvelable pour une période additionnelle de 20 ans. Le CAÉ de Windsor inclut aussi une prime d'hiver pour la capacité de production d'énergie mise à la disponibilité d'Hydro-Québec durant les mois de décembre à mars. Pendant l'année 2006, la centrale Windsor a produit 37 647 MWh d'électricité, ce qui représente une production de 21 % supérieure à la moyenne historique et de 17 % supérieure à celle de l'année 2005, dû à de meilleures conditions hydrologiques. Le prix de vente moyen pour la période s'est établi à 74,05 \$/MWh comparativement à 75,46 \$/MWh, soit une baisse de 2 %, en raison d'une production hivernale moins importante.

Horseshoe Bend

La centrale Horseshoe Bend d'une capacité de 9,5 MW est située dans la ville de Horseshoe Bend, sur la rivière Payette, dans l'État de l'Idaho aux États-Unis. En raison de travaux de réfection et de désablage de la prise d'eau réalisés en 2005, la production annuelle prévue totalise dorénavant 46 800 MWh. Pour l'année 2006, la production se situe à 47 509 MWh, ce qui représente une production 2 % supérieure à la moyenne historique et de 10 % supérieure à celle de l'année 2005. Le CAÉ de la centrale conclu avec Idaho Power Company expire en 2030. Le CAÉ prévoit un prix de vente comprenant une composante fixe par MWh qui fluctue en fonction des saisons et qui représente environ 85 % du prix de vente total, ainsi qu'une composante additionnelle variable qui est établie annuellement par la Public Utility Commission de l'État de l'Idaho et qui représente environ 15 % du prix de vente total. Pour l'année 2006, le prix de vente moyen s'est établi à 71,08 \$ CA/MWh, comparativement à un prix de vente moyen de 77,28 \$ CA/MWh en 2005. Cette baisse du prix de vente s'explique principalement par l'appréciation du dollar canadien vis-à-vis le dollar américain depuis 2005.

Rutherford Creek

La centrale Rutherford Creek est située près de Pemberton en Colombie-Britannique. La centrale a été mise en service en 2004, possède une puissance installée de 49,9 MW et une production annuelle prévue de 180 000 MWh annuellement. La centrale a été acquise le 15 décembre 2005. La période de production comptabilisée en 2005 était de 16 jours, comparativement à une année complète en 2006, ce qui explique la croissance importante de production pour cette centrale en 2006 et l'ajustement de la moyenne historique. Pour l'année 2006, la centrale a produit 155 736 MWh, comparativement à 7 749 MWh en 2005. La production a été plus faible que la moyenne historique étant donné des conditions hydrologiques moins favorables. Le prix de vente moyen s'est établi à 54,00 \$/MWh comparativement à 53,42 \$/MWh en 2005. Le prix de vente est ajusté chaque année en tenant compte de 50 % de l'indice des prix à la consommation (« IPC »). La durée du CAÉ de la centrale est de 20 ans, soit jusqu'en 2024.

FRAIS

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation sont constituées principalement des salaires des opérateurs, de droits d'utilisation de l'eau, de redevances, de primes d'assurance, de taxes, d'impôts fonciers et de frais d'entretien et de réparation réguliers des centrales hydroélectriques. Ces frais s'élevaient à 6,3 M\$ pour l'année 2006, soit 27 % de plus que les frais de 4,9 M\$ pour l'exercice 2005. La hausse des frais s'explique principalement par l'ajout de la centrale Rutherford Creek le 15 décembre 2005 ainsi que par l'augmentation des redevances et autres frais liés à un niveau de production d'électricité plus élevé.

Frais généraux et d'administration

Pour la période de douze mois d'exploitation, le Fonds a encouru des frais généraux et d'administration de 2,4 M\$, soit 0,4 M\$ de plus que les frais de 2,0 M\$ en 2005. Cette hausse des frais généraux et d'administration est principalement due aux frais de gestion et aux honoraires incitatifs plus élevés résultant de l'acquisition de la centrale Rutherford Creek.

Frais d'intérêt

La dette à long terme d'Innergex Énergie s'élève à 107,8 M\$. Elle consiste en un prêt à terme de 49,3 M\$ échéant en juillet 2009 portant intérêt à taux variable, et en un prêt à long terme de 8,5 M\$ à taux fixe de 8,25 % avec remboursement du capital jusqu'en décembre 2016. De plus, avec l'acquisition de la centrale Rutherford Creek, le Fonds a assumé une dette de 50,0 M\$ portant intérêt à taux fixe de 6,88 % jusqu'à son échéance en juin 2024. Cette dette additionnelle comporte un remboursement du capital à partir du 1^{er} juillet 2012 seulement.

Au cours de la période de douze mois d'exploitation, Innergex Énergie a encouru 6,8 M\$ de dépenses en intérêts pour sa dette à long terme, comparativement à 3,3 M\$ en 2005. Le taux d'intérêt effectif pour la période était de 6,26 %, comparativement au taux effectif de 5,31 % en 2005. Innergex Énergie a conclu une transaction swap en septembre 2003 qui fixe le taux d'intérêt sur 15,0 M\$ de sa dette à 3,95 %, augmenté d'une marge applicable basée sur un ratio financier, et ce jusqu'en septembre 2007. Le Fonds détient également trois contrats swap conclus en 2005 et venant à échéance en juin 2015. Les trois contrats, qui portent chacun sur un montant nominal de 5,0 M\$, permettent au Fonds de payer des intérêts à taux fixe équivalant à 4,08 %, 3,96 % et 4,09 % majorés d'une marge applicable jusqu'à leur échéance respective. En novembre 2006, le Fonds a conclu un cinquième contrat swap qui fixe le taux d'intérêt à 4,27 % sur un montant nominal de 3,0 M\$ jusqu'en novembre 2016. L'ensemble de ces contrats swap permet au Fonds d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt sur un montant total de 33,0 M\$ de la dette à long terme.

Au 31 décembre 2006, 85 % de la dette totale du Fonds est effectivement fixée à un taux d'intérêt moyen pondéré de 6,24 %, incluant la marge applicable actuellement en vigueur.

Amortissement

L'amortissement pour la période de douze mois de 2006 a totalisé 12,5 M\$, soit 32 % de plus que l'amortissement de 9,5 M\$ en 2005. La hausse de la charge d'amortissement est principalement due à l'acquisition de la centrale Rutherford Creek.

Autres revenus et dépenses

Le poste autres revenus et dépenses est composé du revenu de placements, de la perte ou le gain non réalisé(e) sur instruments dérivés, de la perte ou le gain de change, la radiation d'immobilisations et de la perte ou le gain sur disposition d'immobilisations. Le revenu de placement est composé de l'intérêt reçu sur les comptes de réserve et sur l'encaisse. Le revenu de placement pour la période de douze mois d'exploitation du Fonds a totalisé 0,82 M\$, soit 5 % de plus que le revenu de placement de 0,78 M\$ pour l'année 2005. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des taux de rendement obtenus. Au 31 décembre 2006, le Fonds a reconnu un gain non réalisé sur instruments dérivés de 0,1 M\$ qui représente la variation de valeur marchande des cinq contrats swap qui ne sont pas sujets à une comptabilisation de couverture.

Autres revenus et dépenses	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Revenu de placements	(816 256) \$	(779 219) \$
Gain non réalisé sur instruments dérivés	(145 111)	(262 316)
Perte (Gain) de change	64 608	(71 506)
Radiation d'immobilisations	–	112 338
Perte sur disposition d'immobilisations	492	–
	(896 267) \$	(1 000 703) \$

Provision pour impôts

La provision pour impôts exigibles s'est accrue à 0,5 M\$ en 2006 comparativement à 0,1 M\$ en 2005 et provient principalement de trois corporations filiales du Fonds soit Trent-Severn Power Corporation, Innergex GP Inc. et Horseshoe Bend Hydroelectric Company.

La provision pour impôts futurs, a quant à elle, diminué, passant de 0,8 M\$ en 2005 à 0,4 M\$ en 2006, reflétant ainsi la hausse de l'impôt exigible et la réduction des taux d'imposition des sociétés par actions au Canada annoncée au deuxième trimestre de 2006.

Participation minoritaire

La participation minoritaire représente la portion de revenus avant impôts imputables à IHI Hydro Inc. (« IHI »), une filiale de TD Capital Group Limited, qui détient 24,9 % des intérêts d'une filiale d'Innergex Énergie. Le montant alloué à la participation minoritaire dans Holding Innergex S.E.C. au cours de la période de douze mois d'exploitation totalisait 1,2 M\$, soit un montant plus de deux fois plus élevé que le montant de 0,5 M\$ pour la période de douze mois de 2005. Cette augmentation est principalement due à une production élevée aux centrales Saint-Paulin, Portneuf 1-2-3 et Chaudière, qui a résulté en un bénéfice net élevé pour la filiale regroupant ces cinq centrales.

Bénéfice net

Au cours de sa période de douze mois d'exploitation, Innergex Énergie a affiché un bénéfice net de 11,9 M\$ (0,48 \$ par part de fiducie) soit 19 % de plus que le bénéfice net de 10,0 M\$ (0,46 \$ par part de fiducie) réalisé pour la période de douze mois de 2005. Ces résultats sont le reflet principalement des bonnes conditions hydrologiques et de l'acquisition de la centrale Rutherford Creek qui a été financée en partie par l'émission de 4 033 000 parts de fiducie. Les résultats par part sont basés sur un nombre moyen de 24 679 867 parts en circulation pour l'année terminée le 31 décembre 2006, comparativement à un nombre moyen de 21 608 157 parts pour l'année terminée le 31 décembre 2005. Au 31 décembre 2006, 24 679 867 parts étaient en circulation.

BAIIA

Le bénéfice avant intérêts, provision pour impôts, amortissement, autres revenus et dépenses et participation minoritaire (« BAIIA ») totalisait 32,4 M\$ pour la période de douze mois d'exploitation, soit 40 % de plus que le BAIIA de 23,1 M\$ pour la période de douze mois de 2005. Ce résultat est principalement dû à l'acquisition de la centrale Rutherford Creek et à de bonnes conditions hydrologiques. Le Fonds calcule le BAIIA comme suit :

BAIIA	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Bénéfice net	11 899 262 \$	9 999 375 \$
Ajouter (Déduire)		
Intérêt sur la dette à long terme	6 781 957	3 251 131
Amortissement	12 486 891	9 463 070
Autres (revenus) et dépenses	(896 267)	(1 000 703)
Provision pour impôts	939 366	899 603
Bénéfice alloué à la participation minoritaire	1 216 043	483 754
BAIIA	32 427 252 \$	23 096 230 \$

LIQUIDITÉ ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Au cours de la période de douze mois d'exploitation, les activités d'exploitation du Fonds ont généré un flux de trésorerie de 30,9 M\$ comparé à un flux de trésorerie de 14,2 M\$ en 2005.

Un bénéfice net ainsi qu'un amortissement plus élevé expliquent en partie cette augmentation du flux de trésorerie lié aux activités d'exploitation, mais la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement en est la principale cause. En 2006, la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a entraîné une augmentation de l'encaisse de 4,9 M\$, provenant principalement d'une diminution des comptes débiteurs. Pour la période de douze mois se terminant le 31 décembre 2005, la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement avait entraîné une diminution de l'encaisse de 6,3 M\$ provenant principalement d'une diminution des créditeurs et charges à payer.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour l'année 2006, les sorties de fonds liées aux activités de financement ont totalisé 24,3 M\$. Ce montant inclut la distribution aux porteurs de parts totalisant 23,8 M\$, et 0,5 M\$ en remboursement de la dette à long terme. Les entrées de fonds liées aux activités de financement pour la période de douze mois de 2005 totalisaient 31,1 M\$. Ce montant incluait un produit net de 52,2 M\$ provenant de l'émission de 4 033 000 reçus de souscription par voie de prospectus simplifié. Chaque reçu avait été échangé pour une part de fiducie au moment de l'acquisition de la centrale Rutherford Creek en date effective du 15 décembre 2005. De plus, un montant de 20,1 M\$ avait été distribué aux porteurs de parts au cours de la période, 0,5 M\$ utilisé en remboursement net de la dette à long terme et 0,5 M\$ utilisé pour rembourser le prêt d'exploitation en totalité.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de fonds liées aux activités d'investissement ont totalisé 3,6 M\$ en 2006. Des acquisitions d'immobilisations de 1,6 M\$ proviennent en partie d'un montant de 1,4 M\$ d'immobilisations impayées des années précédentes liées à l'acquisition de la centrale Rutherford Creek. De plus, un montant de 0,2 M\$ a été investi dans l'ensemble des centrales durant l'année. Durant l'année, le Fonds a déboursé 2,6 M\$ pour effectuer le paiement de la balance du prix de vente pour l'achat de la centrale Rutherford Creek. Afin de niveler les distributions mensuelles de 2006, un prélèvement de 1,3 M\$ de la réserve de nivellement a été effectué en concordance avec les prévisions initiales. Finalement, un montant de 0,6 M\$ a été investi dans le compte de réserve pour réparations majeures.

Durant l'année 2005, une somme de 45,0 M\$ a été utilisée pour acquérir la centrale hydroélectrique Rutherford Creek. Des montants avaient été investis ou prélevés de différents comptes de réserve pour un montant net retiré de 3,1 M\$. Entre autres, un montant de 3,7 M\$, investi en 2004 dans un compte de réserve spécifique pour les travaux reliés à Horseshoe Bend, a été entièrement utilisé pour payer une partie de ces travaux. Les acquisitions d'immobilisations de 2005 au montant de 8,2 M\$ sont principalement reliées aux acquisitions des centrales Horseshoe Bend et Rutherford Creek. En 2005, le Fonds a payé 4,6 M\$ suite à la reconfiguration du canal d'aménée de la centrale Horseshoe Bend qui permet un ensablement moindre et une production annuelle accrue. De plus, le Fonds a payé 2,7 M\$ pour les immobilisations acquises mais non payées à la date d'acquisition de la centrale Rutherford Creek.

Durant l'année, le Fonds a généré 3,0 M\$ de trésorerie et équivalents de trésorerie. Au 31 décembre 2006, le Fonds détenait 7,3 M\$ de trésorerie et équivalents de trésorerie. En 2005, le Fonds a utilisé 4,8 M\$ de trésorerie et équivalents de trésorerie. Au 31 décembre 2005, le Fonds détenait 4,3 M\$ de trésorerie et équivalents de trésorerie.

Emploi du produit tiré de tout financement

Durant l'année 2006, aucun financement n'a été effectué, ni par émission de parts de fiducie ni par endettement.

Emploi du produit tiré de tout financement	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Parts de fiducie émises – produit net :		
5 octobre 2005 – émission publique	– \$	52 156 599 \$
Produit de l'émission de dette à long terme :	–	3 256 400
	– \$	55 412 999 \$
Acquisition d'entreprises :		
Centrale Rutherford Creek	– \$	50 361 311 \$
Investissement dans les comptes de réserve :		
Centrale Rutherford Creek	–	1 200 000
Remboursement de la dette à long terme :	–	3 746 566
	– \$	55 307 877 \$
Contribution au fonds de roulement :	– \$	105 122 \$

Gestion des risques

Le Fonds utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de fluctuations de taux d'intérêt sur le financement par emprunt. Puisque ces instruments financiers sont conclus avec une importante banque à charte canadienne, le Fonds considère le risque d'illiquidité comme étant faible. Le Fonds ne détient ni n'émet d'instruments financiers aux fins de spéculation. Au 31 décembre 2006, le Fonds avait un total de 33,0 M\$ de contrats swap en vigueur dont la juste valeur marchande s'établissait à 0,4 M\$, et 30,0 M\$ de contrat swap en vigueur au 31 décembre 2005 dont la juste valeur marchande s'établissait à 0,3 M\$.

Au 31 décembre 2006, le gain sur la variation de la juste valeur marchande des contrats swap présenté à l'état des résultats s'établissait à 0,1 M\$ (0,3 M\$ en 2005).

Réserves

Au 31 décembre 2006, les comptes de réserve s'élevaient à 13,3 M\$ comprenant 3,3 M\$ dans la réserve pour nivellement, 8,6 M\$ dans la réserve hydrologique et 1,4 M\$ dans la réserve pour réparations majeures. Au 31 décembre 2005, les comptes de réserve s'élevaient à 14,0 M\$ comprenant 4,6 M\$ dans la réserve pour nivellement, 8,6 M\$ dans la réserve hydrologique et 0,8 M\$ dans la réserve pour réparations majeures.

Depuis le placement initial du 4 juillet 2003, aucun montant n'a été prélevé des comptes de réserve hydrologique et de réparations majeures. Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet des comptes de réserve du Fonds, consultez la rubrique *Stratégie de l'entreprise*.

Éléments d'actif

Au 31 décembre 2006, le Fonds possédait des éléments d'actif d'une valeur totale de 345,4 M\$, comparativement à des éléments d'actif d'une valeur totale de 358,8 M\$ en 2005. Le fonds de roulement était de 6,0 M\$ avec un ratio de fonds de roulement de 1.59 : 1 en 2006, comparativement à un fonds de roulement de 4,0 M\$ et un ratio de fonds de roulement de 1.32 : 1 au 31 décembre 2005. Le Fonds estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour rencontrer tous ses besoins. S'il y a lieu, le Fonds peut avoir recours à une facilité de crédit bancaire d'un montant de 5,0 M\$ qui était inutilisée au 31 décembre 2006. À la fin de l'exercice, la dette à long terme était de 107,8 M\$ et le ratio de l'endettement par rapport à la valeur de l'entreprise était de 24,8 %, comparativement à une dette à long terme de 108,3 M\$ et un ratio de l'endettement par rapport à la valeur de l'entreprise de 24,9 % au 31 décembre 2005.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES PRÉVUES, EN DATE DU 31 DÉCEMBRE 2006

Obligations contractuelles

	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 4 à 5 ans	Après 5 ans
Dette à long terme	107 760 811 \$	585 316 \$	50 585 849 \$	1 562 286 \$	55 027 360 \$
Intérêts sur la dette à long terme	53 675 298	6 951 781	12 504 293	7 842 635	26 376 589
Contrats de location	287 328	7 348	15 364	16 300	248 316
Obligations d'achat	1 189 925	105 965	221 107	228 964	633 889
Autres obligations à long terme ¹	32 442 774	1 438 590	3 701 194	4 528 497	22 774 493
Obligations contractuelles totales	195 356 136 \$	9 089 000 \$	67 027 807 \$	14 178 682 \$	105 060 647 \$

1. Les autres obligations à long terme sont composées principalement des convention de gestion, convention d'administration et convention de services, d'une durée initiale de 20 ans, chacune conclues avec le gestionnaire.

Certaines conditions financières et non financières contenues dans les conventions de crédit conclues au niveau de certaines filiales du Fonds pourraient limiter la capacité de transférer des sommes de ces filiales vers le Fonds si elles n'étaient pas rencontrées. Ces restrictions pourraient avoir une incidence négative sur la capacité du Fonds de faire face à ses obligations, tel qu'effectuer des distributions en espèces envers les porteurs de parts. Au cours de l'année 2006, le Fonds et ses filiales ont satisfait toutes les conditions financières et non financières relatives à leurs conventions de crédit.

ENCAISSE DISTRIBUABLE ET DISTRIBUTIONS EN ESPÈCES

Le Fonds a modifié la méthode de calcul et la présentation de l'encaisse distribuable suite à la publication de l'Avis 52-306 par le personnel des autorités canadiennes en valeurs mobilières.

L'encaisse distribuable nette se calcule désormais à partir des flux de trésorerie liés à l'exploitation plutôt qu'à partir d'une mesure provenant de l'état des résultats. Les flux de trésorerie sont ajustés pour être exempts des variations des éléments hors caisse du fonds de roulement qui sont affectées entre autres par les variations saisonnières et qui seraient financées par une dette à court terme. Le Fonds considère que les remboursements nets de dette représentent des fonds non disponibles pour distribution. De même, les acquisitions d'immobilisations qui sont comptabilisées comme étant nécessaires pour le maintien de la capacité de production sont soustraits. Les acquisitions d'immobilisations pour le maintien de la capacité de production sont déterminées en déduisant des acquisitions d'immobilisations de la période les acquisitions d'immobilisations qui sont considérées comme étant reliées à l'expansion de l'entreprise. Afin d'obtenir l'encaisse distribuable nette, le Fonds ajoute ou déduit les montants qui sont retirés ou investis dans ses comptes de réserve pour nivellement et pour réparations majeures. La réserve de nivellement a été établie afin de niveler la contribution monétaire provenant des centrales pour effectuer les distributions. D'autre part, le Fonds investit une somme annuelle dans le compte de réserve pour réparations majeures afin de financer les réparations majeures des centrales qui seraient nécessaires au maintien de la capacité de production du Fonds.

Pour la période d'exploitation terminée le 31 décembre 2006, le Fonds a généré un flux de trésorerie lié à l'exploitation avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement de 26,0 M\$. Après déductions faites des remboursements nets de la dette à long terme et du montant investi pour le maintien de la capacité de production, l'encaisse distribuable provenant des activités liées à l'exploitation s'élève à 25,4 M\$. Durant l'année, le Fonds a prélevé 1,3 M\$ de sa réserve pour nivellement et investi 0,6 M\$ dans la réserve pour réparations majeures, générant ainsi une encaisse distribuable nette de 26,1 M\$. Les distributions en espèces déclarées ont totalisé 23,8 M\$ ou 0,9650 \$ par part de fiducie.

Pour la période d'exploitation terminée le 31 décembre 2005, le Fonds a généré un flux de trésorerie lié à l'exploitation avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement de 20,5 M\$. Après déductions faites des remboursements nets de dette à long terme et des acquisitions d'immobilisations qui sont comptabilisées comme étant nécessaires pour le maintien de la capacité de production, l'encaisse distribuable provenant des activités liées à l'exploitation s'élevait à 20,0 M\$. En 2005, le Fonds avait prélevé 0,9 M\$ de la réserve pour nivellement et investi 0,4 M\$ dans la réserve pour réparations majeures, générant ainsi une encaisse distribuable nette de 20,5 M\$. Les distributions en espèces déclarées ont totalisé 20,5 M\$ ou 0,9450 \$ par part de fiducie.

Le montant prélevé de la réserve de nivellement de 2006 est supérieur à celui de 2005 principalement afin de compenser la réduction anticipée et graduelle de la commission de garantie reçue d'IHI Hydro Inc. Pour l'année 2006, le ratio de distribution du Fonds s'est établi à 91 %, une amélioration comparativement au ratio de 100 % en 2005. Cette amélioration du ratio s'explique par les conditions hydrologiques de 2006 qui furent généralement supérieures à nos attentes.

Il est important de noter qu'un ratio de distribution inférieur à 100 % permet au Fonds d'accumuler à son bilan de la trésorerie et équivalents de trésorerie qui lui confèrent une plus grande flexibilité et stabilité à long terme.

Rapport de gestion

Le Fonds calcule l'encaisse distribuable nette comme suit:

Encaisse distribuable nette	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	30 869 993 \$	14 242 998 \$
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	(4 904 700)	6 274 439
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	25 965 293 \$	20 517 437 \$
Ajouter (Déduire):		
Remboursement net de la dette à long terme	(539 118)	(490 166)
Acquisition d'immobilisations pour maintien de la capacité de production:		
Acquisition d'immobilisations	(1 619 170) \$	(8 172 600) \$
Acquisition d'immobilisations pour expansion	1 580 453	8 159 927
	(38 717) \$	(12 673) \$
Encaisse distribuable provenant des activités liées à l'exploitation	25 387 458 \$	20 014 598 \$
Réserve pour nivellement	1 266 925	920 446
Réserve pour réparations majeures	(574 182)	(429 017)
Encaisse distribuable nette	26 080 201 \$	20 506 027 \$
Distributions déclarées sur les parts de fiducie	23 816 170 \$	19 828 889 \$
Distributions déclarées sur les reçus de souscription	–	635 196
Total	23 816 170 \$	20 464 085 \$
Nombre moyen de parts de fiducie émises	24 679 867	21 608 157
Encaisse distribuable nette par part de fiducie	1,0567 \$	0,9490 \$
Distributions déclarées par part de fiducie	0,9650 \$	0,9450 \$
Ratio de distribution	91%	100%

Le calendrier des distributions de 2006 était le suivant:

Distributions de 2006			
Date d'enregistrement	Date de versement	Montant	Montant par part
31 janvier 2006	24 février 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
28 février 2006	24 mars 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
31 mars 2006	25 avril 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
28 avril 2006	25 mai 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
31 mai 2006	22 juin 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
30 juin 2006	25 juillet 2006	1 984 680 \$	0,080417 \$
31 juillet 2006	25 août 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
31 août 2006	25 septembre 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
29 septembre 2006	25 octobre 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
31 octobre 2006	24 novembre 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
30 novembre 2006	22 décembre 2006	1 984 681 \$	0,080417 \$
29 décembre 2006	25 janvier 2007	1 984 680 \$	0,080417 \$
		23 816 170 \$	0,9650 \$

INFORMATION SECTORIELLE

Le Fonds exploite neuf centrales hydroélectriques au Canada et une aux États-Unis. Pour l'exercice de douze mois terminé le 31 décembre 2006, les produits d'exploitation bruts ont été de 37,8 M\$ pour les centrales situées au Canada et 3,4 M\$ pour la centrale située aux États-Unis, comparativement à 26,7 M\$ pour les centrales situées au Canada et 3,3 M\$ pour la centrale située aux États-Unis en 2005. En date du 31 décembre 2006, les immobilisations du Fonds se situent à 216,2 M\$ au Canada et 5,9 M\$ aux États-Unis, comparativement à 221,8 M\$ au Canada et 6,0 M\$ aux États-Unis en 2005. Les actifs incorporels du Fonds au 31 décembre 2006 se situent à 88,9 M\$ au Canada et 2,1 M\$ aux États-Unis, comparativement à 95,3 M\$ au Canada et 2,2 M\$ aux États-Unis en 2005.

TRAITEMENT FISCAL DES DISTRIBUTIONS

À des fins d'impôts au Canada, environ 35 % des distributions en espèces pour 2006 (ou 0,33780 \$ par part) est considéré comme un revenu imposable d'une fiducie. Le reste, soit environ 65 % (0,62724 \$ par part), est considéré comme un retour du capital et n'est pas imposable. Ce montant doit être utilisé pour réduire le prix de base rajusté des parts quand elles sont vendues. Le Fonds recommande à ses porteurs de parts de consulter leur conseiller fiscal au sujet des répercussions fiscales que pourrait entraîner leur investissement dans des parts de fiducie.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Le gestionnaire

Le gestionnaire offre ses services au Fonds et à ses filiales en vertu de trois conventions d'une durée initiale de 20 ans, nommément une convention de gestion, une convention d'administration et une convention de services. En 2006, le gestionnaire a reçu la somme de 1,6 M\$ pour les services rendus en vertu de ces trois conventions, comparativement à une somme de 1,2 M\$ pour la période de douze mois de 2005. Des montants pour un total de 0,1 M\$ avaient été facturés par le gestionnaire pour services rendus lors de l'acquisition de la centrale Rutherford Creek. D'autres frais pour un total de 0,1 M\$ avaient également été facturés pour des services additionnels. Le gestionnaire a également le droit de percevoir des honoraires incitatifs correspondant à 25 % de l'encaisse distribuable annuelle par part de fiducie excédant 0,925 \$ par part de fiducie. Au cours de l'exercice de 2006, 0,3 M\$ (0,1 M\$ en 2005) d'honoraires incitatifs ont été encourus.

IHI Hydro Inc.

IHI Hydro Inc. détient une participation minoritaire dans des filiales du Fonds. IHI Hydro Inc. est également emprunteur envers une autre filiale du Fonds. Les obligations d'IHI Hydro Inc. sont partiellement garanties par les éléments d'actif de filiales du Fonds. En considération de cette garantie sur leurs éléments d'actif, les filiales ont droit à une commission de garantie actuellement égale à 10 % du capital et des intérêts annuels payés par IHI Hydro Inc. (autre qu'une tranche de l'endettement de 3,0 M\$). La commission de garantie est payable sur des périodes venant à échéance en 2005 et en 2009, selon les installations visées. En 2006, la commission de garantie était de 0,4 M\$ et était incluse à titre de produits d'exploitation bruts à l'état des résultats. En 2005, la commission de garantie était de 1,0 M\$.

ESTIMATIONS COMPTABLES IMPORTANTES

Les estimations comptables les plus importantes pour le Fonds sont reliées aux immobilisations et aux éléments d'actif incorporels. Lorsque le Fonds a acquis des éléments d'actif, une allocation du prix d'achat a été effectuée pour chacun d'eux en fonction de sa juste valeur marchande. Les immobilisations sont principalement composées d'installations de production hydroélectrique. Ces immobilisations, lorsque leur entretien est adéquat, ont une très longue durée de vie utile, qui se situe entre 40 et 50 ans à partir de la date de mise en service, sans valeur résiduelle. Les éléments d'actif incorporels sont composés de divers permis et ententes liés aux installations de production hydroélectrique. Ces éléments d'actif sont amortis au cours de la première échéance des permis et des ententes de chaque installation.

MODIFICATIONS DES CONVENTIONS COMPTABLES

L'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) a publié les nouveaux chapitres suivants :

- a) Le chapitre 3855, *Instruments financiers – Comptabilisation et évaluation*, qui s'applique aux exercices débutant le 1^{er} octobre 2006 ou après cette date. Ce chapitre établit les normes de comptabilisation et d'évaluation des actifs financiers, des passifs financiers et des dérivés non financiers. Tous les actifs financiers, sauf ceux classés comme détenus jusqu'à leur échéance, et les instruments financiers dérivés doivent être mesurés à leur juste valeur. Tous les passifs financiers doivent être mesurés à leur juste valeur lorsqu'ils sont classés comme détenus à des fins de transaction, sinon ils sont mesurés au coût.
- b) Le chapitre 1530, *Résultat étendu*, et le chapitre 3251, *Capitaux propres*, qui s'appliquent aux exercices débutant le 1^{er} octobre 2006 ou après cette date. Le résultat étendu représente la variation de l'actif net d'une entreprise au cours d'une période découlant d'opérations et d'autres événements et circonstances sans rapport avec les actionnaires de l'entreprise. Il comprend des éléments qui seraient normalement exclus du bénéfice net, notamment les variations de l'écart de conversion liées à des établissements étrangers autonomes et les gains ou pertes non réalisés sur des placements susceptibles de vente. Cette norme établit comment présenter et divulguer le résultat étendu et ses composantes. Le chapitre 3251, *Capitaux propres*, remplace le chapitre 3250, *Surplus*,

et décrit les modifications concernant la présentation et la divulgation des capitaux propres et des variations des capitaux propres qui découlent des nouvelles exigences du chapitre 1530, *Résultat étendu*. À la suite de l'adoption de ces normes, les états financiers consolidés incluront un résultat étendu.

- c) Le chapitre 3865, *Couvertures*, qui s'applique aux exercices débutant le 1^{er} octobre 2006 ou après cette date. Ce chapitre établit des normes qui précisent quand il convient d'appliquer la comptabilité de couverture. L'objectif de la comptabilité de couverture est d'assurer que tous les gains, pertes, produits et charges liés à un dérivé et à l'élément qu'il couvre sont comptabilisés à l'état des résultats au cours de la même période.

Le Fonds est assujéti à ces nouveaux chapitres pour la période débutant le 1^{er} janvier 2007. Le Fonds a revu l'ensemble de ses contrats importants et a décidé de comptabiliser comme des actifs et passifs tous les instruments dérivés incorporés qu'il faut séparer des contrats hôtes. Le Fonds estime que l'adoption de ces nouveaux chapitres n'aura aucun effet sur l'encaisse distribuable.

RISQUES ET INCERTITUDES

Innergex Énergie s'expose à divers risques d'entreprise et a décrit ci-dessous ceux qu'il considère importants. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui ne sont pas actuellement connus du Fonds ou qu'il considère peu importants pourraient aussi affecter défavorablement ses affaires.

Risques liés aux opérations

Les risques les plus importants liés aux opérations sont la performance d'une centrale et le bris d'équipement. Les revenus générés par les centrales hydroélectriques du Fonds dépendent grandement de la quantité d'énergie électrique produite par ces centrales et ils déterminent principalement l'encaisse distribuable qui sera versée aux porteurs de parts du Fonds. De tels risques sont minimisés par la très grande qualité des centrales et les programmes d'entretien appropriés qui assurent le fonctionnement des centrales à un rendement optimal et par des couvertures d'assurances couvrant entre autres les bris et la perte de revenu. De plus, le Fonds effectue des dépôts chaque année dans un compte de réserve pour réparations majeures, lequel servira à financer au besoin des réparations importantes afin de maintenir la capacité de production de ses centrales hydroélectriques.

Risques liés à l'hydrologie

La quantité d'énergie générée par les centrales dépend habituellement des débits d'eau disponibles. Des débits d'eau moindres qu'anticipés pour n'importe quelle année donnée pourraient influencer l'encaisse distribuable du Fonds ainsi que les versements des distributions en espèces aux porteurs de parts. Il est important de se rappeler que les dix centrales hydroélectriques du Fonds s'alimentent à partir de huit bassins versants différents. De plus, le Fonds détient un compte de réserve hydrologique duquel il pourrait retirer des sommes pour compenser les situations où l'hydrologie serait moins favorable. Finalement, le CAÉ du Fonds relatif aux centrales hydroélectriques de Portneuf contribue à atténuer une grande part de ce risque. Tel que mentionné auparavant, le Fonds encaisse des versements en espèces d'Hydro-Québec pour la perte de revenu résultant d'une dérivation partielle de la rivière Portneuf. Puisque les versements sont calculés en fonction des débits d'eau moyens au cours d'un historique de 20 ans, les variations de débits d'eau n'influencent plus les revenus. Les centrales hydroélectriques de Portneuf représentent 25 % de la production actuelle anticipée par année du Fonds.

Dépendance à l'égard de clients importants

Toute l'électricité générée par les centrales du Fonds est vendue à Hydro-Québec (S&P : A+), à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO) (S&P : AA), à British Columbia Hydro and Power Authority (S&P : AA+) et à Idaho Power Company (S&P : BBB+) aux termes de CAÉ à long terme. Tout manque de la part des clients du Fonds à remplir leurs obligations contractuelles entraînerait un effet négatif important sur l'encaisse distribuable. Toutefois, le Fonds considère que le risque est minime en raison des cotes de solvabilité élevées de ses clients.

Taux d'intérêt

Le Fonds paie des intérêts sur sa dette à long terme et est ainsi exposé aux fluctuations des taux d'intérêt. Le gestionnaire réduit les risques encourus par le Fonds quant à une remontée imprévue des taux d'intérêt à court terme en concluant des transactions swap avec une importante banque à charte canadienne, fixant ainsi le taux d'intérêt applicable à une portion de 15,0 M\$ de la dette à long terme jusqu'en septembre 2007 et à une portion de 15,0 M\$ de la dette à long terme jusqu'en juin 2015 et à une portion de 3,0 M\$ de la dette à long terme jusqu'en novembre 2016. De plus, le taux d'intérêt sur 8,5 M\$ de la dette à long terme du Fonds est fixé jusqu'en 2016 et le taux d'intérêt sur 50,0 M\$ de la dette à long terme du Fonds est fixé jusqu'en 2024.

Taux de change

Le 31 décembre 2004, le Fonds a conclu l'achat de la centrale Horseshoe Bend située en Idaho, aux États-Unis. Sur une base annuelle, le bénéfice d'exploitation provenant de cet actif représente moins de 7 % du bénéfice d'exploitation total du Fonds. Afin d'atténuer le risque de taux de change associé à cette acquisition, le Fonds a converti une partie de son endettement en dollars américains. Grâce à cette mesure d'atténuation du risque, une hausse (baisse) de 1 % du dollar canadien par rapport au dollar américain diminue (augmente) l'encaisse distribuable annuelle d'environ 10 000 \$.

Traitement fiscal des distributions

La capacité du Fonds à effectuer des distributions en espèces non imposables dépend du traitement fiscal actuel des fiducies de fonds communs de placement. Il n'existe aucune certitude que la loi de l'impôt fédéral sur le revenu du Canada ou son interprétation à ce sujet ne changera pas de manière défavorable pour les porteurs de parts du Fonds.

L'Honorable Jim Flaherty, ministre des Finances du gouvernement du Canada, a présenté une proposition législative le 21 décembre 2006 pour modifier le traitement fiscal des fiducies de revenu et des sociétés en commandite cotées en bourse. La proposition législative prévoit la mise en place d'un impôt équivalent à celui des sociétés par actions et que les distributions imposables seront traitées comme des dividendes. Ces mesures entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2011 pour le Fonds. Les dispositions prévues par cette proposition législative ne sont pas encore adoptées. Si la proposition législative était adoptée dans sa forme actuelle, le Fonds serait redevable d'un impôt de 31,5 % appliqué à son revenu imposable gagné après le 31 décembre 2010. Un passif d'impôt futur estimé à 60 M\$ serait enregistré dans les états financiers du Fonds à la date où la loi serait adoptée. Cet impôt futur n'aurait aucun impact sur l'encaisse distribuable du Fonds pour la période s'étendant jusqu'au 31 décembre 2010.

À partir du 1^{er} janvier 2011, le Fonds estime que l'impact de ces mesures pour le Fonds et pour un porteur de parts qui aurait reçu une distribution d'un dollar, en supposant que les résultats de l'année 2011 seraient identiques aux résultats de l'année 2006 et que la partie imposable serait la même soit 35 %, serait le suivant :

Proposition de traitement fiscal Évaluation de l'impact pour 2011 selon les taux d'impôts utilisés par le Ministère des Finances dans le document du 31 octobre 2006	Investisseur imposable		Investisseur non imposable	
	Mesures fiscales actuelles	Mesures fiscales proposées	Mesures fiscales actuelles	Mesures fiscales proposées
Montant distribuable avant impôts	1,00 \$	1,00 \$	1,00 \$	1,00 \$
Impôts payés par le Fonds (a)	0,00	0,11	0,00	0,11
Distribution après impôts du Fonds	1,00 \$	0,89 \$	1,00 \$	0,89 \$
Impôts payés par le porteur (b)	0,16	0,05	0,00	0,00
Montant net (c)	0,84 \$	0,84 \$	1,00 \$	0,89 \$

a) 31,5% sur une portion imposable de 35% de la distribution. Cette portion pourrait varier considérablement dans les années futures.

b) Les taux utilisés supposent que les gouvernements provinciaux augmenteront leur crédit d'impôt pour dividendes provenant de grandes sociétés. L'impôt payable lors de la vente des unités ne serait pas modifié.

c) Ces mesures n'ont pas encore force de loi et pourraient être modifiées ou même ne pas être adoptées.

Le Fonds recommande à ses porteurs de parts de consulter leur conseiller fiscal au sujet des répercussions fiscales que pourrait entraîner cette proposition.

Changement apporté aux lois, aux régimes réglementaires et aux permis

La rentabilité des installations dépendra en partie d'une réglementation favorable aux opérations continues. Si le régime réglementaire dans une juridiction donnée devait être modifié de manière à nuire aux installations, y compris l'augmentation des impôts et des frais de permis, l'encaisse distribuable nette pourrait être touchée de façon négative. Le manquement à obtenir tous les permis et les licences nécessaires, incluant les renouvellements et les modifications de ceux-ci, pourrait nuire à l'encaisse distribuable nette. Les installations comportent des opérations qui sont sujettes à des normes et à des règles en matière d'environnement et de sécurité qui sont imposées par des organismes de réglementation. Le gestionnaire croit que l'opération des installations est conforme à tous égards importants à de tels normes et règlements, toutefois le manquement à exploiter les installations conformément aux normes et règles applicables peut exposer les propriétaires ou les exploitants des installations à des réclamations et à des frais de nettoyage. Toute nouvelle loi ou réglementation pourrait nécessiter d'importantes dépenses additionnelles pour atteindre ou maintenir la conformité, ce qui pourrait nuire à l'encaisse distribuable nette.

L'exploitation des installations est hautement réglementée. Les droits d'usage de l'eau sont habituellement la propriété des gouvernements, lesquels se réservent le droit de gérer les niveaux d'eau. Toute baisse des niveaux d'eau pourrait entraîner une diminution de la production d'électricité, ce qui pourrait nuire aux revenus et à l'encaisse distribuable nette.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

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

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Renseignements financiers trimestriels (non-vérifiés) Pour les périodes de trois mois terminées le :	2006			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Production d'électricité (MWh)	144 538	165 814	214 687	116 486
Revenus bruts (M\$)	8,8	10,2	12,8	9,3
BAIIA (M\$)	6,6	8,2	10,3	7,3
Bénéfice net (M\$)	1,5	2,5	5,5	2,3
Bénéfice net (\$ / part)	0,06	0,10	0,22	0,09
Flux de trésorerie liés à l'exploitation (M\$)	8,3	9,8	6,5	6,2
Variation du fonds de roulement (M\$)	(3,2)	(3,2)	2,1	(0,6)
Remboursement net de la dette (M\$)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Acquisition pour maintien de la capacité de production (M\$)	-	-	-	-
Encaisse distribuable provenant des activités liées à l'exploitation (M\$)	5,0	6,4	8,5	5,5
Retraits (Investissements) nets dans la réserve de nivellement (M\$)	0,5	0,8	(1,1)	1,0
(Investissements) dans la réserve pour réparations majeures (M\$)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Encaisse distribuable nette (M\$)	5,4	7,1	7,3	6,3
Encaisse distribuable nette (\$ / part)	0,2177	0,2884	0,2959	0,2548
Distributions déclarées (M\$)	6,0	6,0	6,0	6,0
Distributions déclarées (\$ / part)	0,2412	0,2413	0,2412	0,2413
Ratio de distribution	111 %	84 %	82 %	95 %

Renseignements financiers trimestriels (non-vérifiés) Pour les périodes de trois mois terminées le :	2005			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Production d'électricité (MWh)	127 971	79 748	147 534	76 366
Revenus bruts (M\$)	8,8	5,6	9,3	6,3
BAIIA (M\$)	7,0	4,1	7,1	4,9
Bénéfice net (M\$)	3,6	1,1	3,3	2,0
Bénéfice net (\$ / part)	0,15	0,05	0,16	0,10
Flux de trésorerie liés à l'exploitation (M\$)	3,4	3,4	5,9	1,5
Variation du fonds de roulement (M\$)	3,0	(0,2)	0,6	2,8
Remboursement net de la dette (M\$)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Acquisition pour maintien de la capacité de production (M\$)	-	-	-	-
Encaisse distribuable provenant des activités liées à l'exploitation (M\$)	6,3	3,1	6,4	4,2
Retraits (Investissements) nets dans la réserve de nivellement (M\$)	0,3	1,1	(1,1)	0,7
(Investissements) dans la réserve pour réparations majeures (M\$)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Encaisse distribuable nette (M\$)	6,5	4,1	5,2	4,8
Encaisse distribuable nette (\$ / part)	0,2615	0,1987	0,2496	0,2323
Distributions déclarées (M\$)	5,8	4,9	4,9	4,9
Distributions déclarées (\$ / part)	0,2363	0,2363	0,2363	0,2363
Ratio de distribution	90 %	119 %	95 %	102 %

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Pour le trimestre, la production totale du Fonds s'élève à 144 538 MWh, soit 13 % de plus qu'en 2005 et 9 % de plus que la moyenne historique. Cette croissance s'explique par une production exceptionnelle aux centrales Saint-Paulin et Chaudière réduite par des conditions hydrologiques plus faibles à la centrale Rutherford Creek. Pour le quatrième trimestre, les produits d'exploitation bruts se maintiennent à 8,8 M\$ comparativement à l'an dernier qui était un trimestre où les conditions hydrologiques étaient 17 % supérieures à la moyenne. Cette stabilité s'explique par le fait que les centrales Saint-Paulin et Chaudière ont produit plus que l'énergie maximale contractuelle et que l'électricité supplémentaire livrée est rémunérée à un taux moindre que le taux régulier.

Les charges d'exploitation et les frais généraux et d'administration ont cru, passant de 1,3 M\$ à 1,6 M\$ en 2006 et de 0,5 M\$ à 0,6 M\$ en 2006, principalement dû à l'ajout de la centrale Rutherford Creek.

Pour les raisons susmentionnées, le BAIIA du trimestre a atteint la somme de 6,6 M\$, soit 5 % de moins que le BAIIA de 2005 qui était de 7,0 M\$. Suite à la prise en charge d'un endettement additionnel de 50,0 M\$ provenant de l'acquisition de la centrale Rutherford Creek, les frais d'intérêts sur la dette à long terme sont passés de 1,0 M\$ en 2005 à 1,7 M\$ en 2006. Cette dernière acquisition explique aussi la hausse de la charge d'amortissement de 2,5 M\$ à 3,1 M\$ en 2006. Le bénéfice net pour la période de trois mois s'est élevé à 1,5 M\$, ou 0,06 \$ par part, en baisse par rapport au bénéfice net de 2005 qui était de 3,6 M\$, ou 0,15 \$ par part.

L'encaisse distribuable provenant des activités liées à l'exploitation était de 5,0 M\$ comparativement à 6,3 M\$ en 2005, soit une baisse de 20 %. Tel que prévu, le Fonds a prélevé 0,5 M\$ de son compte de réserve de nivellement et a investi 0,1 M\$ dans la réserve pour réparations majeures comparativement au montant de 0,3 M\$ prélevé et au montant de 0,1 M\$ investi en 2005. L'encaisse distribuable nette pour le trimestre s'est donc élevée à 5,4 M\$ comparativement à 6,5 M\$ pour le même trimestre de 2005.

Pour le quatrième trimestre de 2006, le Fonds a déclaré des distributions pour un montant de 6,0 M\$. Ce montant représente 2 % de plus que la distribution déclarée de 5,8 M\$ au quatrième trimestre de 2005. Les distributions déclarées par part ont été de 0,2413 \$ en 2006 et de 0,2363 \$ en 2005. Le ratio de distribution du quatrième trimestre de 2006 s'est élevé à 111 % comparativement à 90 % en 2005. Durant le trimestre, un montant de 0,6 M\$ de trésorerie a été utilisé afin de bonifier l'encaisse distribuable nette pour effectuer les distributions mensuelles.

Au 31 décembre 2006, 24 679 867 parts étaient en circulation.

PERSPECTIVES

Le gestionnaire du Fonds continue de rester alerte quant aux occasions de réaliser des acquisitions bénéfiques pour les porteurs de parts, qui permettront d'augmenter le montant des distributions. Le gestionnaire surveille l'évolution du dossier relatif à l'imposition des fiducies de revenu et verra à maintenir, sinon améliorer, la position concurrentielle du Fonds dans le marché des fiducies de revenu de production d'énergie renouvelable.

Le gestionnaire continue de gérer les affaires du Fonds dans une perspective de long terme et en se basant sur des résultats anticipés qui proviennent d'une production d'électricité se rapprochant de la moyenne historique annuelle.

Les états financiers consolidés d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (« Innergex Énergie » ou le « Fonds ») qui accompagnent ce rapport annuel et toute l'information que ce rapport contient au sujet d'Innergex Énergie sont la responsabilité d'Innergex Management Inc., en tant que gestionnaire d'Innergex Énergie.

Ces états financiers consolidés ont été dressés par le gestionnaire conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada en appliquant les politiques comptables détaillées dans les notes afférentes à ces états. Le gestionnaire est d'avis que les états financiers consolidés ont été dressés sur la base de critères d'importance acceptable à l'aide d'estimations justifiables et raisonnables. L'information financière d'Innergex Énergie, présentée ailleurs dans ce rapport annuel, est conforme à celle fournie dans les états financiers.

Le gestionnaire maintient des systèmes de contrôle internes de grande qualité et efficaces pour la comptabilité et l'administration tout en s'assurant que les coûts sont raisonnables. Ces systèmes lui donnent l'assurance que l'information financière est pertinente, précise et fiable, et que les éléments d'actif du Fonds sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Il incombe au Conseil des fiduciaires d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation de s'assurer que le gestionnaire s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière. Ce même Conseil assume l'ultime responsabilité de passer en revue et d'approuver les états financiers consolidés du Fonds. Le Conseil s'acquitte de cette responsabilité par l'intermédiaire de son Comité de vérification.

Le Comité de vérification est nommé par le Conseil et tous ses membres sont des fiduciaires externes non reliés. Le Comité se

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

Ces états financiers ont été approuvés par le Conseil des fiduciaires d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation. Les états financiers du Fonds ont été vérifiés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., les vérificateurs externes, conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada, pour le compte des porteurs de parts. KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a un accès complet et sans restriction au Comité de vérification.



Innergex Management Inc.
Gestionnaire du Fonds

Longueuil, Canada
le 14 mars 2007

Rapport des vérificateurs aux porteurs de parts

Nous avons vérifié les bilans consolidés d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds ») aux 31 décembre 2006 et 2005 et les états consolidés des résultats, de l'évolution de l'avoir des porteurs de parts et des flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à Innergex Management Inc., le gestionnaire du Fonds. 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 du Fonds aux 31 décembre 2006 et 2005 ainsi que des résultats de son exploitation, de l'évolution de l'avoir des porteurs de parts et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

KPMG s.r.l. / S.E.N.C.R.L.
KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Comptables agréés

Vérificateurs

Montréal, Canada
le 23 février 2007

États financiers consolidés

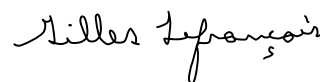
Bilans consolidés	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 314 508 \$	4 320 526 \$
Débiteurs	4 147 506	7 645 249
Fonds détenus en fiducie (Note 3)	1 579 076	1 547 470
Tranches à court terme des comptes de réserve (Note 4)	870 765	901 925
Actif d'impôts futurs à court terme (Note 9)	73 499	67 700
Autres actifs à court terme	2 289 175	2 201 349
	16 274 529 \$	16 684 219 \$
Comptes de réserve (Note 4)	12 434 321 \$	13 093 306 \$
Immobilisations (Note 5)	222 001 898	227 749 675
Actifs incorporels (Note 6)	90 983 104	97 535 707
Instruments financiers dérivés (Note 17)	371 664	262 316
Actif d'impôts futurs (Note 9)	3 295 165	3 489 649
	345 360 681 \$	358 814 872 \$
Passif et Avoir des porteurs de parts		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	7 663 589 \$	7 554 527 \$
Distributions payables aux porteurs de parts	1 984 681	1 943 540
Balance de prix d'acquisition (Note 2)	—	2 642 037
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (Note 8)	585 316	539 118
	10 233 586 \$	12 679 222 \$
Dette à long terme (Note 8)	107 175 495 \$	107 727 516 \$
Passif d'impôts futurs (Note 9)	3 004 411	2 771 603
Participation minoritaire (Note 10)	12 205 478	10 989 435
Avoir des porteurs de parts (Note 11)	212 741 711	224 647 096
Engagements (Note 16)		
	345 360 681 \$	358 814 872 \$

Se rapporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvé au nom du Fonds par:



Jean La Couture, FCA
Président du Conseil des fiduciaires
Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation



Gilles Lefrançois, CA
Fiduciaire
Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation

États consolidés des résultats	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Produits d'exploitation bruts	41 153 741 \$	30 015 805 \$
Charges d'exploitation	6 297 291	4 949 717
Bénéfice d'exploitation	34 856 450 \$	25 066 088 \$
Frais généraux et d'administration	2 429 198	1 969 858
Bénéfice avant intérêts, provision pour impôts, amortissement, autres revenus et dépenses et participation minoritaire ("BAIIA")	32 427 252 \$	23 096 230 \$
Intérêts sur la dette à long terme	6 781 957	3 251 131
Amortissement	12 486 891	9 463 070
Autres (revenus) et dépenses (Note 12)	(896 267)	(1 000 703)
Bénéfice avant provision pour impôts et participation minoritaire	14 054 671 \$	11 382 732 \$
Provision pour impôts (Note 9)		
Impôts exigibles	517 720	107 967
Impôts futurs	421 646	791 636
	939 366 \$	899 603 \$
Bénéfice avant participation minoritaire	13 115 305 \$	10 483 129 \$
Bénéfice alloué à la participation minoritaire (Note 10)	1 216 043	483 754
Bénéfice net	11 899 262 \$	9 999 375 \$
Nombre moyen pondéré de parts de fiducie en circulation	24 679 867	21 608 157
Bénéfice net par part de fiducie	0,48 \$	0,46 \$

Se rapporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États financiers consolidés

États consolidés de l'évolution de l'avoir des porteurs de parts

Pour l'exercice terminé le
31 décembre 2006

Pour l'exercice terminé le
31 décembre 2005

	Nombre de parts	Montant	Nombre de parts	Montant
Compte de capital des porteurs de parts au début	24 679 867	248 070 369 \$	20 646 867	195 913 770 \$
Parts de fiducie émises 5 octobre 2005 – Émission publique			4 033 000	55 857 050
Frais d'émission				(3 700 451)
Compte de capital des porteurs de parts à la fin	24 679 867	248 070 369 \$	24 679 867	248 070 369 \$
Écarts de conversion reportés au début		(4 118) \$		– \$
Écarts de conversion		11 523		(4 118)
Écarts de conversion reportés à la fin		7 405 \$		(4 118) \$
Déficit au début		(23 419 155) \$		(12 954 445) \$
Bénéfice net		11 899 262		9 999 375
Distributions déclarées aux porteurs de parts (Note 13)		(23 816 170)		(20 464 085)
Déficit à la fin		(35 336 063) \$		(23 419 155) \$
Avoir des porteurs de parts à la fin	24 679 867	212 741 711 \$	24 679 867	224 647 096 \$

Se rapporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		
Bénéfice net	11 899 262 \$	9 999 375 \$
Ajustements pour:		
Amortissement des immobilisations	5 932 142	4 536 921
Amortissement des actifs incorporels	6 554 749	4 926 149
Provision pour impôts futurs (Note 9)	421 646	791 636
Perte sur disposition d'immobilisations	492	–
Radiation d'immobilisations	–	112 338
(Gain) non réalisé sur instruments dérivés	(145 111)	(262 316)
Bénéfice alloué à la participation minoritaire (Note 10)	1 216 043	483 754
Perte (Gain) de change non réalisé(e)	86 070	(70 420)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (Note 14)	4 904 700	(6 274 439)
	30 869 993 \$	14 242 998 \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		
Distributions versées aux porteurs de parts (Note 13)	(23 775 029) \$	(20 128 936) \$
Produit net de l'émission de parts de fiducie	–	52 156 599
Produit de l'émission de la dette à long terme	–	3 256 400
Remboursement du prêt d'exploitation	–	(465 152)
Remboursement de la dette à long terme	(539 118)	(3 746 566)
	(24 314 147) \$	31 072 345 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations	(1 619 170) \$	(8 172 600) \$
Acquisition d'entreprise, déduction faite de l'encaisse acquise (Note 2)	(2 642 037)	(44 984 954)
Produit de disposition d'immobilisations	6 600	–
Fonds nets prélevés de la réserve pour nivellement (Note 4)	1 266 925	920 446
(Investissements) Retraits des autres comptes de réserve (Note 4)	(574 182)	2 164 859
	(3 561 864) \$	(50 072 249) \$
Augmentation (Diminution) nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie	2 993 982 \$	(4 756 906) \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	4 320 526	9 077 432
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	7 314 508 \$	4 320 526 \$
La trésorerie et équivalents de trésorerie sont composés de :		
Encaisse	4 754 880 \$	4 320 526 \$
Acceptations bancaires	2 559 628	–
	7 314 508 \$	4 320 526 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :		
Intérêts versés	6 931 645 \$	3 450 848 \$
Immobilisations transférées à l'inventaire	– \$	200 000 \$
Acquisitions d'immobilisations impayées	1 097 084 \$	2 533 159 \$

Se rapporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds ») est une fiducie à capital variable sans personnalité morale qui a été créée le 25 octobre 2002 en vertu des lois de la province du Québec. Un nombre illimité de parts de fiducie peut être émis en vertu de la convention de fiducie. Le Fonds, qui a débuté ses opérations le 4 juillet 2003, a été constitué pour indirectement acquérir et détenir des participations dans des centrales de production d'énergie renouvelable (les « centrales ») et pour procéder à l'acquisition indirecte de prêts relatifs à certaines de ces centrales. En date du 31 décembre 2006, le Fonds détenait indirectement des participations dans :

- (i) Innergex, société en commandite (« Innergex S.E.C. ») qui est propriétaire des trois centrales Portneuf, de la centrale Chaudière et de la centrale Saint-Paulin;
- (ii) Trent-Severn Power, Limited Partnership (« Trent L.P. ») qui est propriétaire de la centrale Batawa;
- (iii) Innergex Montmagny, société en commandite (« Innergex Montmagny S.E.C. ») qui est propriétaire de la centrale Montmagny;
- (iv) Hydro-Windsor, société en commandite (« Hydro-Windsor S.E.C. ») qui est propriétaire de la centrale Windsor;
- (v) Horseshoe Bend Hydroelectric Company (« Horseshoe Bend ») qui est propriétaire de la centrale Horseshoe Bend;
- (vi) Rutherford Creek Power, Limited Partnership (« Rutherford L.P. ») qui est propriétaire de la centrale Rutherford Creek.

Innergex Management Inc. (le « gestionnaire ») administre le Fonds et gère Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation, (la « Fiducie d'exploitation »), une filiale en propriété exclusive du Fonds, laquelle est indirectement propriétaire des éléments d'actif et des placements du Fonds. Le gestionnaire offre également des services de gestion aux exploitants des centrales du Fonds.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

a) Méthode de consolidation retenue

Les états financiers consolidés englobent les comptes du Fonds et de l'ensemble de ses filiales. Les soldes réciproques substantiels et les opérations intersociétés importantes ont été éliminés.

b) Constatation des produits

Les produits sont constatés selon la comptabilité d'exercice au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux contrats d'achat d'électricité conclus auprès des services d'électricité acquéreurs.

c) Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et équivalents de trésorerie se composent de l'encaisse disponible, de soldes bancaires et de placements liquides à court terme dont l'échéance est d'au plus trois mois, ainsi que du découvert bancaire lorsque celui-ci fait partie intégrante de la gestion de la trésorerie du Fonds.

d) Immobilisations

Les immobilisations sont inscrites au prix coûtant. L'amortissement des centrales de production d'énergie hydroélectrique se calcule selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée restante d'une période variant de 40 à 50 ans, débutant à la date où les immobilisations sont prêtes à être mises en service. Les autres équipements sont amortis linéairement sur une période de 5 ans. Les améliorations qui permettent d'accroître ou de prolonger la durée de vie utile ou la capacité d'une immobilisation sont capitalisées. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

e) Actifs incorporels

Les actifs incorporels font référence à divers permis et ententes reliés aux centrales de production d'énergie hydroélectrique et sont comptabilisés au prix coûtant. Ceux-ci sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante jusqu'à l'échéance du premier des permis et des ententes pour chacune des centrales.

f) Impôts sur les bénéfices

En vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu (Canada), le Fonds, à titre de fiducie, n'est pas assujéti aux impôts sur les bénéfices dans la mesure où ses bénéfices et ses gains en capital imposables sont payés ou payables à un porteur de parts. Les provisions pour impôts sur les bénéfices ont trait essentiellement aux impôts sur les bénéfices attribuables à cinq filiales du Fonds, soit Trent-Severn Power Corporation, Innergex GP Inc., Innergex Inc., Horseshoe Bend, et Rutherford Creek Power Ltd. Par ailleurs, le Fonds s'est engagé par contrat à distribuer à ses porteurs de parts la totalité ou la quasi-totalité de son bénéfice et de ses gains en capital imposables qui seraient autrement imposables entre ses mains. Le Fonds prévoit continuer à ne pas être assujéti aux impôts sur les bénéfices à moins que la proposition législative déposée par le gouvernement le 21 décembre 2006 ne soit adoptée. Par conséquent, aucune provision pour impôts sur les bénéfices à l'égard du Fonds n'a été incluse dans les états financiers.

g) Montants par part de fiducie

Le bénéfice net par part de fiducie s'obtient en divisant le bénéfice net par le nombre moyen pondéré de parts de fiducie en circulation.

h) Recours à des 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 de référence. Les résultats réels peuvent ainsi différer de ces estimations. Au cours de la période à l'étude, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant notamment sur la détermination de la juste valeur des éléments d'actif acquis et des passifs assumés dans les acquisitions d'entreprises, les durées de vie utile et la possibilité de récupération des immobilisations, de même que sur la juste valeur des éléments d'actif et de passif financiers. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions actuelles, la ligne de conduite que la direction prévoit adopter de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement dans la mesure où les hypothèses et les estimations devaient changer. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

i) Relations de couverture

Le Fonds utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de taux d'intérêt sur le financement par emprunt. La politique du Fonds consiste à ne pas utiliser les instruments financiers dérivés à des fins de transaction ou de spéculation. Le Fonds détermine, de façon méthodique, tant lors de la mise en place de la couverture que par la suite, si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture permettent de compenser de façon très efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

Les instruments dérivés qui constituent des couvertures économiques mais qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture sont constatés dans le bilan à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les résultats. Lorsque des instruments de couverture arrivent à échéance ou deviennent inefficaces avant leur échéance et ne sont pas remplacés dans le cadre de la stratégie de couverture consignée du Fonds, les gains ou les pertes reportés sur ces instruments continuent d'être reportés et imputés aux résultats au cours de la même période que les gains ou les pertes correspondants des éléments couverts. Les gains et les pertes réalisés après l'échéance des instruments de couverture ou une fois que ces derniers sont devenus inefficaces sont imputés directement aux résultats. Si l'élément couvert cesse d'exister en raison de son échéance, de son expiration, de son annulation ou de son exercice avant l'échéance de l'instrument de couverture, les gains ou les pertes reportés sont imputés aux résultats.

j) Conversion des devises**COMPTES ET OPÉRATIONS CONCLUES EN DEVICES**

Les opérations libellées en devises sont comptabilisées au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les gains et pertes de change non réalisés à la conversion des actifs et passifs monétaires sont compris dans le calcul du bénéfice net de la période.

ÉTABLISSEMENT ÉTRANGER

Le Fonds convertit sa filiale étrangère autonome au taux courant. Selon cette méthode, tout actif et passif libellé en devises étrangères est converti au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les produits et les charges sont convertis aux taux de change moyen en vigueur pendant la période. Le gain et la perte de change sont reportés et présentés au bilan dans les écarts de conversion de la période à l'intérieur de l'avoir des porteurs de parts.

Le Fonds désigne une portion de sa dette libellée en \$ US comme couverture de son placement dans sa filiale étrangère autonome. Le gain et la perte de change sur la portion de sa dette désignée comme couverture sont reportés et présentés au bilan dans les écarts de conversion de la période à l'intérieur de l'avoir des porteurs de parts. Le Fonds prépare une documentation en bonne et due forme concernant cette couverture. Le Fonds détermine à chacun des trimestres si la relation de couverture permet de compenser efficacement le gain ou la perte de change sur son placement dans sa filiale étrangère autonome.

2. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

Acquisition de Rutherford L.P. et Rutherford Creek Power Ltd.

En vertu d'une entente de souscription, le Fonds a émis, le 5 octobre 2005, 4 033 000 reçus de souscription à un prix de 13,85 \$ par reçu pour un produit net de 52 156 599 \$. Ces reçus de souscription ont été convertis le 15 décembre 2005 en 4 033 000 parts du Fonds. Un montant de 51 561 311 \$ a été utilisé pour les fins suivantes :

Acquisition de Rutherford L.P. et Rutherford Creek Power Ltd.

Acquisition de Rutherford L.P. et Rutherford Creek Power Ltd.	50 361 311 \$
Investissement dans le compte de réserve hydrologique	1 200 000
	<hr/>
	51 561 311 \$

Les acquisitions de Rutherford L.P. et Rutherford Creek Power Ltd. sont comptabilisées selon la méthode de l'achat pur et simple à leur coût d'acquisition respectif le 15 décembre 2005. Les revenus de Rutherford L.P. et Rutherford Creek Power Ltd. ont été consolidés avec les résultats du Fonds depuis la date d'acquisition. Le prix d'acquisition total a été alloué comme suit :

Allocation du prix d'acquisition de Rutherford L.P. et Rutherford Creek Power Ltd.

Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 734 320 \$
Fonds de roulement net	(3 384 321)
Comptes de réserve	1 350 000
Immobilisations	68 179 297
Actifs incorporels	31 482 015
Dette à long terme	(50 000 000)
	<hr/>
	50 361 311 \$

Le solde du prix d'acquisition de 2 642 037 \$ a été entièrement payé au cours de l'année 2006 à Innergex II Fonds de revenu, un des vendeurs, qui détenait 50 % de Rutherford L.P. et Rutherford Creek Power Ltd.

Le fonds de roulement net assumé le 15 décembre 2005 comprenait un montant de 5 108 300 \$ pour des immobilisations impayées. De ce montant, Rutherford L.P. a payé 1 353 206 \$ (2 691 014 \$ en 2005) pour ces immobilisations qui étaient incluses dans les actifs acquis le 15 décembre 2005. Un solde de 1 064 080 \$ est encore impayé au 31 décembre 2006.

3. FONDS DÉTENUS EN FIDUCIE:

Rutherford L.P. détient 1 579 076 \$ en fiducie pour régler les retenues de garantie sur la construction de la centrale Rutherford Creek.

4. COMPTES DE RÉSERVE

Les sommes déposées dans les comptes de réserve sont mises à la disposition du Fonds qui peut ainsi les distribuer aux porteurs de parts, au gré des fiduciaires de la Fiducie d'exploitation, et ce, (a) pour niveler les distributions en tenant compte des estimations actuelles d'écart de l'encaisse distribuable établies par le gestionnaire, (b) ou encore pour les utiliser à titre de réserve générale hydrologique au cas où l'encaisse distribuable d'une quelconque année s'avérerait inférieure au montant de distributions prévu par le Fonds pour toute période. Une troisième réserve, à savoir le compte de réserve pour réparations majeures, a été financée à hauteur de 574 182 \$ en 2006 (429 017 \$ en 2005). Les sommes de cette réserve serviront au financement de réparations majeures qui pourraient éventuellement s'avérer essentielles pour maintenir la capacité de production des actifs au cours des années à venir.

Pour le moment, une portion de ces sommes est investie, selon les instructions du gestionnaire, dans des dépôts à terme et des acceptations bancaires de banques à charte canadiennes dont les échéances initiales ou restantes sont d'une année ou moins, ainsi que dans des obligations pleinement garanties par le gouvernement du Canada, le gouvernement d'une province canadienne ou encore par certaines sociétés d'État.

Au cours de l'exercice, les sommes détenues dans le compte de réserve pour nivellement ont généré des revenus de placements de 130 115 \$ (175 647 \$ en 2005), pour un rendement moyen pondéré global de 4,63 % (4,08 % en 2005). Au cours de l'exercice, les sommes détenues dans le compte de réserve hydrologique ont généré des revenus de placements de 302 740 \$ (129 720 \$ en 2005) pour un rendement moyen pondéré global de 3,78 % (2,07 % en 2005). De plus, au cours de cette même période, des investissements totalisant 1 266 925 \$ (920 446 \$ en 2005) détenus à même la réserve de nivellement furent liquidés et distribués à titre d'encaisse distribuable.

L'évolution des comptes de réserve est la suivante:

Évolution des comptes de réserve Pour l'exercice terminé le 31 décembre				2006	2005
	Réserve pour nivellement	Réserve hydrologique	Réserve pour réparations majeures	Total	Total
Réserves au début	4 566 489 \$	8 574 548 \$	854 194 \$	13 995 231 \$	15 752 339 \$
Investissements dans les réserves	–	–	574 182	574 182	2 829 017
Retraits nets	(1 266 925)	–	–	(1 266 925)	(4 583 408)
Effet de la variation du taux de change	–	–	2 598	2 598	(2 717)
Réserves à la fin	3 299 564 \$	8 574 548 \$	1 430 974 \$	13 305 086 \$	13 995 231 \$

Le Fonds a utilisé une partie des sommes détenues dans les comptes de réserve pour acquérir des placements dans le but de générer des revenus additionnels disponibles à des fins de distribution. En date du 31 décembre 2006, la valeur comptable et la valeur marchande des placements sont les suivantes:

Valeurs comptable et marchande des placements des comptes de réserve			
	Année d'échéance	Valeur marchande	Valeur comptable
Titres garantis par le gouvernement	2007 à 2011	3 241 737 \$	3 246 780 \$
Acceptations bancaires	2007	9 351 129	9 351 129
Encaisse		707 177	707 177
		13 300 043 \$	13 305 086 \$
Moins:			
Tranche à court terme de la réserve pour nivellement			(870 765) \$
			12 434 321 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006

5. IMMOBILISATIONS

Immobilisations	2006			2005
	Prix coûtant	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Terrains	81 965 \$	– \$	81 965 \$	81 796 \$
Centrales hydroélectriques	237 221 068	15 517 222	221 703 846	227 417 057
Autres équipements	302 468	86 381	216 087	250 822
	237 605 501 \$	15 603 603 \$	222 001 898 \$	227 749 675 \$

6. ACTIFS INCORPORELS

Actifs incorporels	2006			2005
	Prix coûtant	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Actifs incorporels	108 669 375 \$	17 686 271 \$	90 983 104 \$	97 535 707 \$

7. FACILITÉ DE CRÉDIT BANCAIRE:

Cette facilité consiste en un prêt d'exploitation d'un montant maximum de 5 000 000 \$ venant à échéance le 4 juillet 2009. Cette facilité de crédit est garantie par une hypothèque de premier rang couvrant des éléments d'actif de la Fiducie d'exploitation et diverses sûretés fournies par certaines de ses filiales. Le recours à cette facilité est assujéti à certaines conditions financières et non financières. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires ou de prêts à taux préférentiel. En ce qui concerne les acceptations bancaires, l'intérêt est fonction du taux normalement applicable à ces titres, lequel est majoré d'une marge applicable établie en fonction du ratio dette totale consolidée / bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement consolidé affiché par la Fiducie d'exploitation. Dans le cas des prêts à taux préférentiel, l'intérêt appliqué équivaut au taux préférentiel de la banque majoré d'une marge applicable établie en fonction du même ratio.

8. DETTE À LONG TERME

Facilités 1 et 2

La facilité 1 consiste en un prêt à terme venant à échéance le 4 juillet 2009. Cette facilité est garantie par une hypothèque de premier rang portant sur les éléments d'actif de la Fiducie d'exploitation et par diverses sûretés fournies par certaines de ses filiales. Le recours à cette facilité est assujéti à certaines conditions financières et non financières. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires (33 000 000 \$ – 30 000 000 \$ en 2005), d'avances à taux préférentiel (93 000 \$ – 3 093 000 \$ en 2005) ou d'avances à taux LIBOR (5 000 000 \$ US – idem en 2005), lesquelles sont majorées d'une marge établie en fonction du ratio dette totale consolidée / bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement consolidé affiché par la Fiducie d'exploitation.

La facilité 2 consiste en un prêt à terme consenti à une filiale américaine du Fonds venant à échéance le 4 juillet 2009. Cette facilité est garantie par le cautionnement de la Fiducie d'exploitation et conséquemment bénéficie des mêmes sûretés que la facilité 1. De plus, l'emprunteur a consenti une hypothèque sur les actions détenues par lui dans sa filiale américaine. Le recours à cette facilité est assujéti à certaines conditions financières et non financières. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'avances LIBOR (8 872 875 \$ US – idem en 2005), lesquelles sont majorées d'une marge applicable établie en fonction du ratio dette totale consolidée / bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement consolidé affiché par la Fiducie d'exploitation.

Les intérêts sont payés mensuellement sur les avances à taux préférentiel et sur les acceptations bancaires alors que pour les avances LIBOR, ils le sont à la date de renouvellement. Le total des facilités de crédit 1 et 2 ne doit pas dépasser l'équivalent de 52 500 000 \$ CA. Au 31 décembre 2006, l'équivalent en \$ CA du total des deux facilités est de 49 260 448 \$ (49 227 153 \$ en 2005). Les facilités 1 et 2 comportent des clauses de défaut croisé entre elles et sont garanties par des actifs ayant une valeur comptable approximative de 226 000 000 \$.

Emprunts à terme

Lors de l'acquisition de Hydro-Windsor Inc. et de Hydro-Windsor S.E.C., le Fonds a pris en charge une dette de 8 312 500 \$, portant intérêt à un taux fixe de 11,7 % jusqu'à son échéance en décembre 2016. La dette a été comptabilisée à un montant de 9 882 586 \$, soit sa juste valeur marchande au 27 avril 2004, pour un taux d'intérêt effectif de 8,25 %. La dette est payable en versements mensuels de capital et d'intérêt de 105 399 \$. La dette est garantie par la totalité des actifs de Hydro-Windsor S.E.C., ceux-ci ayant une valeur comptable approximative de 18 000 000 \$.

Lors de l'acquisition de Rutherford L.P., le Fonds a pris en charge une dette de 50 000 000 \$, portant intérêt à taux fixe de 6,88 % jusqu'à son échéance en juin 2024. La dette est payable en versements mensuels d'intérêts de 286 473 \$ et, à partir du 1^{er} juillet 2012, par des versements mensuels d'intérêt et de capital de 510 916 \$. La dette est garantie par la totalité des actifs de Rutherford L.P., ceux-ci ayant une valeur comptable approximative de 101 000 000 \$.

Dette à long terme	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Facilité 1		
Avances à taux préférentiel 6,00% (5,00% en 2005)	93 000 \$	3 093 000 \$
Acceptations bancaires 5,09% échéant en janvier 2007, renouvelable jusqu'en juillet 2009 (4,36% en 2005)	33 000 000	30 000 000
Avances LIBOR 6,12%, 5 000 000 \$ US échéant en mars 2007, renouvelable jusqu'en juillet 2009 (5,37%, 5 000 000 \$ US en 2005)	5 827 000	5 815 000
Facilité 2		
Avances LIBOR 6,11%, 6 072 875 \$ US échéant en mars 2007, renouvelable jusqu'en juillet 2009 (5,37%, 6 072 875 \$ US en 2005)	7 077 328	7 062 753
Avances LIBOR 6,11%, 2 800 000 \$ US échéant en mars 2007, renouvelable jusqu'en juillet 2009 (5,50%, 2 800 000 \$ US en 2005)	3 263 120	3 256 400
Emprunts à terme		
Emprunt à taux fixe de 8,25%, échéant en 2016	8 500 363	9 039 481
Emprunt à taux fixe de 6,88%, échéant en 2024	50 000 000	50 000 000
	107 760 811 \$	108 266 634 \$
Tranche de la dette échéant à moins d'un an	(585 316)	(539 118)
	107 175 495 \$	107 727 516 \$

Le Fonds détient des contrats swap d'une valeur nominale de 33 000 000 \$ qui permettent au Fonds de payer des intérêts à taux fixe majorés d'une marge applicable. Ceci lui permet de fixer son exposition aux taux d'intérêt variables. Au 31 décembre 2006, 85 % (82 % en 2005) de la dette totale du Fonds est effectivement fixée à un taux moyen pondéré de 6,24 % (6,38 % en 2005), incluant le niveau de marge applicable actuellement en vigueur. Le taux d'intérêt effectif sur l'ensemble des dettes du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été de 6,26 % (5,31 % en 2005).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006

8. DETTE À LONG TERME (SUITE)

Les versements de capital pour les prochains exercices sont les suivants :

Versement de capital – Exercices se terminant le 31 décembre	
2007	585 316 \$
2008	635 473
2009	49 950 376
2010	749 049
2011	813 237
Par la suite	55 027 360
	<hr/>
	107 760 811 \$
	<hr/>

9. IMPÔT SUR LES BÉNÉFICES

La provision pour les impôts sur les bénéfices présente un taux d'imposition réel différent du taux calculé selon la législation fiscale canadienne. Les écarts entre le taux prévu et le taux effectif sont les suivants :

Impôt sur les bénéfices	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Bénéfice avant provision pour impôts et participation minoritaire (Déduire) :	14 054 671 \$	11 382 732 \$
(Bénéfice alloué à la participation minoritaire)	(1 216 043)	(483 754)
(Bénéfice imposé directement entre les mains des porteurs de parts)	(11 014 162)	(9 208 778)
<hr/>		
Bénéfice des filiales imposables	1 824 466 \$	1 690 200 \$
Taux d'impôt statutaire canadien	33,81 %	32,13 %
<hr/>		
Charge fiscale calculée au taux d'imposition selon la législation	616 923 \$	543 065 \$
Élément ayant une incidence sur le taux d'impôt statutaire :		
Impôts sur augmentation de la participation économique dans Innergex S.E.C.	175 431	86 774
Dépenses non déductibles	97 512	72 239
Revenu imposable à un taux supérieur au taux d'impôt statutaire canadien	126 603	197 525
Diminution des taux d'impôts futurs	(77 103)	–
<hr/>		
Provision pour impôts	939 366 \$	899 603 \$
<hr/>		

L'incidence fiscale des écarts temporaires constatés pour les filiales du Fonds qui sont des sociétés imposables et donnant lieu à d'importants actif et passif d'impôts futurs est indiquée ci-dessous :

Actif et passif d'impôts futurs	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Actif d'impôts futurs		
Report de pertes autres qu'en capital et impôts minimums	420 791 \$	129 501 \$
Provision comptable	63 030	67 700
Excédent de la valeur fiscale des immobilisations sur la valeur nette comptable	4 762 614	5 345 412
Actifs d'impôts futurs avant provision pour moins-value	5 246 435 \$	5 542 613 \$
Provision pour moins-value	(963 032)	(961 047)
Actif d'impôts futurs	4 283 403 \$	4 581 566 \$
Passif d'impôts futurs		
Bénéfice de filiales étrangères non rapatrié	(185 809) \$	(102 957) \$
Excédent de la valeur nette comptable sur la valeur fiscale des immobilisations	(1 422 600)	(1 367 174)
Excédent de la valeur nette comptable sur la valeur fiscale des actifs incorporels	(2 310 741)	(2 325 689)
Passif d'impôts futurs	(3 919 150) \$	(3 795 820) \$
Actif d'impôts futurs nets	364 253 \$	785 746 \$
Présentation aux états financiers		
Actif d'impôts futurs à court terme	73 499 \$	67 700 \$
Actif d'impôts futurs à long terme	3 295 165	3 489 649
Passif d'impôts futurs à long terme	(3 004 411)	(2 771 603)
Actif d'impôts futurs net	364 253 \$	785 746 \$

L'excédent de la valeur nette comptable des immobilisations et des actifs incorporels des entités non imposables sur leurs valeurs fiscales s'élève à environ 194 000 000 \$ (193 000 000 \$ en 2005).

10. PARTICIPATION MINORITAIRE

IHI Hydro Inc. («IHI»), une filiale en propriété exclusive de Groupe TD Capital Limitée, détient des parts de société en commandite, représentant une participation de 24,9 % dans la composante d'équité ordinaire de Holding Innergex S.E.C. Le Fonds détient indirectement les 75,1 % restant de la composante d'équité ordinaire de Holding Innergex S.E.C.

Participation minoritaire	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Participation minoritaire au début	10 989 435 \$	10 505 681 \$
Affectation du bénéfice	1 216 043	483 754
Participation minoritaire à la fin	12 205 478 \$	10 989 435 \$

11. PARTS DE FIDUCIE

Un nombre illimité de parts de fiducie peut être émis en vertu de la convention de fiducie du Fonds. Chaque part de fiducie est cessible et représente la participation véritable indivise et proportionnelle d'un porteur de parts dans toutes les distributions du Fonds, qu'il s'agisse du bénéfice net, des gains en capital nets réalisés ou encore d'autres sommes, et dans l'actif net du Fonds en cas de liquidation ou de dissolution de celui-ci. Toutes les parts de fiducie sont de la même catégorie et assorties de droits et privilèges égaux. Les parts de fiducie ne sont pas susceptibles d'appels de fonds subséquents et donnent à leur porteur une voix pour chaque part de fiducie entière détenue à l'occasion de chacune des assemblées de porteurs de parts. Les parts de fiducie sont librement cessibles et ne confèrent aucun droit de conversion. Les parts de fiducie sont rachetables à tout moment au gré du porteur à un prix correspondant au moindre: (i) de 90 % du cours moyen pondéré quotidien auquel la part de fiducie s'est négociée au cours des dix derniers jours; et (ii) d'un montant correspondant (a) au cours de clôture la journée où les parts de fiducie sont remises aux fins de rachat; (b) à la moyenne des cours maximal et minimal atteints par les parts de fiducie la journée où elles sont remises aux fins de rachat; ou (c) à la moyenne des derniers cours acheteurs et vendeurs à la date à laquelle les parts de fiducie sont remises aux fins de rachat, selon les circonstances. La somme totale payable en espèces par le Fonds à l'égard de ces parts de fiducie et de toutes celles pouvant être déposées aux fins de rachat au cours d'un même mois civil ne peut dépasser 250 000 \$ (cette restriction pouvant toujours faire l'objet d'une renonciation au gré du fiduciaire).

Au total, 24 679 867 parts de fiducie (24 679 867 en 2005) étaient en circulation le 31 décembre 2006.

12. AUTRES REVENUS ET DÉPENSES

Le compte Autres (revenus) et dépenses comprend les éléments suivants:

Autres revenus et dépenses	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Revenu de placements	(816 256) \$	(779 219) \$
Gain non réalisé sur instruments dérivés	(145 111)	(262 316)
Perte sur disposition d'immobilisations	492	-
Radiation d'immobilisations	-	112 338
Perte (Gain) de change	64 608	(71 506)
	(896 267) \$	(1 000 703) \$

13. DISTRIBUTIONS AUX PORTEURS DE PARTS

Le Fonds verse, le ou vers le 25^e jour de chaque mois, les distributions d'encaisse distribuable qui sont payables aux porteurs de parts inscrits à la date d'enregistrement du mois précédent. Toute somme attribuable au bénéfice net et aux gains en capital nets réalisés par le Fonds lors d'une année d'imposition, laquelle ne serait pas payable au cours de l'année, mais qui, par ailleurs, pourrait rendre le Fonds redevable d'un impôt, sera payable le 31 décembre de cette même année. Le Fonds procède à des distributions mensuelles en espèces, lesquelles sont établies en fonction des encaissements prévus du Fonds et des prélèvements sur les comptes de réserve, déduction faite des montants nécessaires au paiement des rachats et des sommes estimatives relatives aux frais et dépenses d'exploitation et à la constitution de réserves raisonnables. Le montant de distribution versée en 2006 est de 23 775 029 \$ (20 128 936 \$ en 2005). À des fins d'impôts au Canada, environ 35 % des distributions en espèces pour 2006 (ou 0,33780 \$ par part) est considéré comme un revenu imposable d'une fiducie. Le reste, soit environ 65 % (0,62724 \$ par part), est considéré comme un retour du capital et n'est pas imposable.

14. INFORMATIONS ADDITIONNELLES RELATIVES AUX ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement:

Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Débiteurs	3 497 743 \$	26 269 \$
Fonds détenus en fiducie	(31 606)	(150 000)
Autres actifs à court terme	(52 063)	(920 154)
Créditeurs et charges à payer	1 545 137	(5 245 627)
Effet de la variation du taux de change	(54 511)	15 073
	4 904 700 \$	(6 274 439) \$

Le Fonds de roulement net assumé le 15 décembre 2005 lors de l'acquisition de Rutherford L.P. et Rutherford Creek Power Ltd. comprenait les éléments suivants:

Fonds de roulement net	15 décembre 2005
Débiteurs	4 091 400 \$
Fonds détenus en fiducie	1 397 470
Autres actifs à court terme	325 889
Créditeurs et charges à payer (incluant immobilisations impayées de 5 108 300 \$)	(9 199 080)
	(3 384 321) \$

15. OPÉRATIONS ENTRE ENTITÉS APPARENTÉES

a) Innergex Management Inc.

Les montants encourus en vertu des conventions suivantes sont inclus dans les frais généraux et d'administration à l'état des résultats, à l'exception de montants d'un total de 146 766 \$ (159 339 \$ en 2005) inclus dans les coûts d'acquisitions d'entreprises et frais d'émission d'unités:

Opérations entre entités apparentées	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Convention de gestion (i)	1 461 803 \$	1 134 439 \$
Convention d'administration (ii)	107 218	104 369
Convention de service (iii)	–	–
	1 569 021 \$	1 238 808 \$

Le solde impayé envers le gestionnaire s'établit à 62 571 \$ (115 851 \$ en 2005) et est inclus dans les créditeurs et charges à payer au bilan.

15. OPÉRATIONS ENTRE ENTITÉS APPARENTÉES (SUITE)

a) Innergex Management Inc. (suite)

(i) Convention de gestion

Aux termes de cette convention, le gestionnaire fournit à la Fiducie d'exploitation divers services. En ce sens, le gestionnaire :

- (i) supervise l'exploitation des centrales et l'administration des investissements 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 fixe les budgets entourant les frais d'exploitation et les 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 disposition d'éléments d'actif et l'élaboration de financements connexes nécessaires dans le cadre de telles activités;
- (vi) participe à tout financement relatif à la Fiducie d'exploitation ou au Fonds; et
- (vii) seconde la Fiducie d'exploitation dans la préparation, la planification et la coordination des réunions des fiduciaires.

En vertu de la convention de gestion, le gestionnaire est en droit de se faire rembourser les frais d'exploitation réguliers qu'il engage dans l'exercice de ses fonctions, et ce, jusqu'à concurrence d'un montant annuel maximum, sous réserve d'une majoration annuelle correspondant au taux d'inflation de l'IPC. Le montant maximum pouvant être facturé en 2006 pour ces services réguliers s'établit à 873 813 \$ (752 759 \$ en 2005). Des montants d'un total de 146 766 \$ (159 339 \$ en 2005) ont été facturés en 2006 pour l'acquisition d'entreprise et frais d'émission d'unités. Une somme de 112 160 \$ (82 455 \$ en 2005) a également été facturée pour des services additionnels. Le gestionnaire a également le droit de percevoir des honoraires incitatifs annuels, lesquels sont établis en fonction des hausses de l'encaisse distribuable par part de fiducie.

Lesdits honoraires incitatifs correspondent à 25 % de l'encaisse distribuable annuelle par part de fiducie excédant 0,925 \$ par part de fiducie. Les honoraires incitatifs se rapportant aux augmentations de l'encaisse distribuable ont pour objectif d'inciter le gestionnaire à maximiser l'encaisse distribuable par part de fiducie. Au cours de l'exercice, 329 064 \$ (139 886 \$ en 2005) d'honoraires incitatifs ont été encourus. 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.

(ii) Convention d'administration

Aux termes de cette convention, le gestionnaire 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 toute l'information à laquelle ils ont droit, y compris l'information utile relativement aux impôts sur les bénéficiaires;
- (iv) convoquer et tenir les assemblées à l'intention des porteurs de parts 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;
- (vi) voir à toutes les tâches administratives et répondre aux diverses questions entourant tout rachat de parts de fiducie; 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 le gestionnaire dans le cadre de la prestation de ces services sont à la charge du Fonds jusqu'à concurrence d'un montant annuel maximum, sous réserve d'une majoration annuelle correspondant au taux d'inflation de l'IPC. Le montant maximum pouvant être facturé en 2006 s'établit à 107 218 \$ (104 369 \$ en 2005). Le gestionnaire est également en droit de se faire rembourser les dépenses raisonnables engagées pour le compte du Fonds, tels 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) Convention de services

Aux termes de cette convention, le gestionnaire supervise, pour le compte d'Innergex GP Inc., d'Innergex Montmagny Inc. et de Trent-Severn Power Corporation, les centrales conformément aux pratiques prudentes de l'industrie et à un plan d'exploitation annuel devant être élaboré par le gestionnaire et approuvé par le Fonds. Les services devant être fournis par le gestionnaire et les employés d'Innergex GP Inc. comprennent l'amélioration continue et la mise en œuvre du programme d'entretien préventif, la surveillance des centrales et l'exécution d'inspections périodiques courantes ainsi que l'entretien périodique courant et imprévu nécessaire au bon fonctionnement des centrales, la création, la tenue et le stockage de tous les manuels d'exploitation et d'entretien, la conservation de tous les dessins et devis des centrales, la préparation de livres et rapports comptables et administratifs exacts, le maintien des licences, approbations et permis et l'instauration de certaines mesures supplémentaires relativement à l'exploitation, à l'entretien et à la gestion des centrales y compris les grands travaux requis de révision et d'amélioration des immobilisations. La convention de services 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.

b) IHI

Revenus de commission de garantie

Les obligations d'IHI envers la Fiducie d'exploitation pour chacun des prêts d'IHI sont partiellement garanties par les éléments d'actif des centrales Chaudière, Portneuf et Saint-Paulin, et par le gage des parts de sociétés en commandite que détient Holding Innergex S.E.C. dans Innergex S.E.C. En contrepartie de la sûreté accessoire consentie sur leurs éléments d'actif pour garantir le remboursement des prêts d'IHI, Innergex S.E.C. et Holding Innergex S.E.C. sont en droit de se partager une commission de garantie payable trimestriellement, laquelle équivaut à 10 % du capital et de l'intérêt annuel qu'IHI rembourse sur les prêts d'IHI (exception faite toutefois d'une tranche de 3 000 000 \$ de prêts d'IHI relativement à la centrale Chaudière qui n'est pas visée par la commission de garantie). Les commissions de garantie dans le cas des centrales de Saint-Paulin et de Portneuf se sont terminées en 2005 et se termineront en 2009 dans le cas de la centrale de Chaudière (363 934 \$ annuellement). Les revenus attribuables à la commission de garantie, inclus dans les produits d'exploitation bruts, se sont chiffrés à 363 934 \$ durant l'exercice ayant pris fin le 31 décembre 2006 (1 047 950 \$ en 2005). La valeur comptable des centrales hydroélectriques liées aux projets s'élève à 119 799 141 \$ au 31 décembre 2006 (123 254 709 \$ en 2005).

16. ENGAGEMENTS

- a) Aux termes des contrats d'achat d'électricité dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui échoient entre 2014 et 2021, Hydro-Québec a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique qui lui est offerte par Innergex S.E.C., Innergex Montmagny S.E.C. et Hydro-Windsor S.E.C., au moment de leur entrée en service, jusqu'à concurrence d'une quantité maximale convenue avec chacune des installations de production hydroélectrique. En retour, Innergex S.E.C., Innergex Montmagny S.E.C. et Hydro-Windsor S.E.C. sont tenues de fournir une quantité minimale d'énergie au cours de chacune des périodes de 12 mois consécutifs débutant le 1^{er} décembre de chaque année des contrats conclus pour ces installations de production hydroélectrique. Ces contrats sont renouvelables pour des durées identiques à l'option des filiales du Fonds. Le montant total des produits provenant d'Hydro-Québec pour 2006 est de 26 683 675 \$ (23 316 770 \$ en 2005), ce qui représente 65 % (78 % en 2005) des produits du Fonds.
- b) Trent-Severn Power Corporation s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité à la Société financière de l'industrie de l'électricité d'Ontario en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2029, lequel est renouvelable sur une base annuelle par la suite.
- c) Horseshoe Bend s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité à Idaho Power Company en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2030. Le montant total des produits provenant d'Idaho Power Company pour 2006 est de 3 376 774 \$ (3 336 870 \$ en 2005), ce qui représente 8 % (11 % en 2005) des produits du Fonds.
- d) Rutherford L.P. s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité à British Columbia Hydro and Power Authority en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2024. Le montant total des produits provenant de British Columbia Hydro and Power Authority pour 2006 est de 8 409 951 \$, ce qui représente 20 % des produits du fonds.
- e) Rutherford L.P. a convenu de payer, après l'expiration du contrat de vente d'électricité de Rutherford Creek, un montant en fonction de la différence entre le prix de vente d'électricité alors en vigueur et le dernier prix de vente d'électricité aux termes du contrat, ajusté chaque année après la fin de ce contrat, de 50 % de l'augmentation ou de la baisse de l'IPC au cours des douze derniers mois. Ce montant doit correspondre à 70 % du revenu brut attribuable à cette différence, pour la période de 20 ans suivant l'expiration du contrat de vente d'électricité, s'accumulera annuellement et sera versé trimestriellement au cours de l'année suivante. La portion du paiement correspondra à 60 % du revenu brut attribuable à cette différence après la période de 20 ans. Cette obligation est garantie par la centrale de Rutherford Creek mais subordonnée à l'emprunt à terme de 50 000 000 \$ décrit à la note 8.

17. INSTRUMENTS FINANCIERS

a) Divulgations ayant trait à la juste valeur marchande

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

Au moment de dresser son bilan, le Fonds a établi que la valeur comptable de ses actifs et passifs financiers à court terme se rapprochait de leur juste valeur en raison de leur maturité approchée.

En ce qui concerne les dettes à long terme, les justes valeurs marchandes qui leur sont attribuées s'approchent de leurs valeurs comptables.

Le Fonds détient un contrat swap depuis septembre 2003 qui lui permet, à toute fin pratique, de fixer son exposition aux taux d'intérêt variables sur un montant de 15 000 000 \$ de dette à long terme jusqu'en septembre 2007. Le contrat, qui porte sur un montant nominal de 15 000 000 \$, permet au Fonds de payer des intérêts fixes équivalant à un taux de 3,95 % majoré d'une marge applicable jusqu'à son échéance. Le 31 décembre 2006, le gain sur la variation de la juste valeur marchande de ce contrat swap, pour lequel la comptabilité de couverture n'est plus appliquée au 31 décembre 2006, présenté à l'état consolidé des résultats s'établit à 35 763 \$ (perte de 34 007 \$ en 2005 non présentée à l'état consolidé des résultats). Le Fonds détient trois autres contrats swap depuis 2005 qui lui permettent, à toute fin pratique, de fixer son exposition aux taux variables sur un montant supplémentaire de 15 000 000 \$ de dette à long terme jusqu'en juin 2015. Les trois contrats, qui portent chacun sur un montant nominal de 5 000 000 \$, permettent au Fonds de payer des intérêts à taux fixes équivalant à 4,08 %, 3,96 % et 4,09 % majorés d'une marge applicable jusqu'à leurs échéances. Le 31 décembre 2006, le gain sur la variation de la juste valeur marchande de ces trois contrats swap, pour lesquels la comptabilité de couverture n'est pas appliquée, présenté à l'état consolidé des résultats s'établit à 334 723 \$ (262 316 \$ en 2005). Durant l'année 2006, le Fonds a conclu un contrat swap, qui vient à l'échéance en novembre 2016, qui lui permet de fixer son exposition aux taux d'intérêt variables sur un montant supplémentaire de 3 000 000 \$ de dette à long terme. Cela porte le total des contrats swap en vigueur à 33 000 000 \$. Ce contrat, qui porte sur un montant nominal de 3 000 000 \$, permet au Fonds de payer des intérêts fixes équivalant à un taux de 4,27 % majoré d'une marge applicable jusqu'à son échéance. Le 31 décembre 2006, le gain sur la variation de la juste valeur marchande de ce contrat swap, pour lequel la comptabilité de couverture n'est pas appliquée en 2006, présenté à l'état consolidé des résultats s'établit à 36 941 \$.

b) Risque de crédit

Les débiteurs du Fonds concernent essentiellement Hydro-Québec, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, British Columbia Hydro and Power Authority et Idaho Power Company. Les risques de crédit découlent de la possibilité que des pertes soient subies du fait qu'une partie ne respecte pas les modalités contractuelles la liant. Hydro-Québec jouit présentement d'une cote de crédit A+ attribuée par la firme S&P. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que la province de l'Ontario, laquelle jouit actuellement d'une cote de crédit AA attribuée par la firme S&P, honorera les obligations de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario découlant des contrats d'achat d'électricité ayant été contractés par celle-ci. British Columbia Hydro and Power Authority jouit présentement d'une cote de crédit AA+ attribuée par la firme S&P. Idaho Power Company jouit présentement d'une cote de crédit BBB+ attribuée par la firme S&P.

c) Compensation des prêts de IHI

IHI est une filiale en propriété exclusive de Groupe TD Capital Limitée. La Fiducie d'exploitation est un créancier d'IHI et les distributions reçues par IHI pour sa participation dans Holding Innergex S.E.C. sont appliquées au remboursement des prêts d'IHI. Aux fins de la présentation, les intérêts créditeurs attribuables aux prêts d'IHI sont présentés après déduction des intérêts débiteurs payés par Holding Innergex S.E.C. à l'égard de ses obligations envers IHI, et ce, conformément aux modalités des parts de société en commandite détenues par IHI. Holding Innergex S.E.C. dispose d'un droit avec force exécutoire d'affecter, en compensation de ses obligations de distribution envers IHI aux termes du contrat de société en commandite de Holding Innergex S.E.C., tout montant payé à la Fiducie d'exploitation afin de combler un défaut de paiement de la part d'IHI aux termes des prêts d'IHI. Le Fonds prévoit réaliser ces éléments d'actif et régler les éléments de passif connexes simultanément au cours des termes restants respectifs des prêts d'IHI. Le montant des prêts de IHI est compensé avec la participation de IHI dans Holding Innergex S.E.C. qui est traité comme une dette envers IHI.

Les modalités de distribution et de remboursement de chacun des instruments financiers payables par Holding Innergex S.E.C. sont corrélées avec un des prêts payables par IHI à la Fiducie d'exploitation. Les prêts de IHI payables à la Fiducie d'exploitation et compensés avec la participation de IHI dans Holding Innergex S.E.C. sont les suivants :

Compensation des prêts de IHI – remboursement	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Saint-Paulin, taux de 5,28%, échéant le 1 ^{er} décembre 2014	8 235 889 \$	9 052 590 \$
Portneuf, taux de 5,19%, échéant le 1 ^{er} mai 2021	56 185 887	58 762 128
Chaudière tranche 1, taux de 4,55%, échéant le 1 ^{er} mars 2019	33 948 967	35 991 848
Chaudière tranche 2, taux de 5,51%, échéant le 1 ^{er} mars 2019	2 842 088	3 013 622
	101 212 831 \$	106 820 188 \$

Les dépenses d'intérêts payables par IHI à la Fiducie d'exploitation et compensées avec les dépenses d'intérêts payables par Holding Innergex S.E.C. à IHI sont les suivantes :

Compensation des prêts de IHI – intérêts	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Saint-Paulin, taux de 5,28%, échéant le 1 ^{er} décembre 2014	458 417 \$	500 331 \$
Portneuf, taux de 5,19%, échéant le 1 ^{er} mai 2021	2 988 799	3 118 811
Chaudière tranche 1, taux de 4,55%, échéant le 1 ^{er} mars 2019	1 596 459	1 687 220
Chaudière tranche 2, taux de 5,51%, échéant le 1 ^{er} mars 2019	132 429	139 981
	5 176 104 \$	5 446 343 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006

18. INFORMATION SECTORIELLE

Le Fonds exerce ses activités au Canada et aux États-Unis. Les informations par secteur géographique sont les suivantes :

Produits d'exploitation bruts	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005
Canada	37 776 967 \$	26 678 935 \$
États-Unis	3 376 774	3 336 870
	<hr/>	<hr/>
	41 153 741 \$	30 015 805 \$
	<hr/>	<hr/>

Immobilisations et actifs incorporels	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Immobilisations		
Canada	216 152 073 \$	221 761 693 \$
États-Unis	5 849 825	5 987 982
	<hr/>	<hr/>
	222 001 898 \$	227 749 675 \$
	<hr/>	<hr/>
Actifs incorporels		
Canada	88 865 298 \$	95 332 328 \$
États-Unis	2 117 806	2 203 379
	<hr/>	<hr/>
	90 983 104 \$	97 535 707 \$
	<hr/>	<hr/>

19. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains montants ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation financière adoptée pour l'exercice en cours.

Certains renseignements compris dans ce rapport annuel sont de nature prospective et exposés aux risques, aux incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que le rendement actuel du Fonds pourrait différer sensiblement du rendement prévisionnel exprimé ou avancé dans de tels énoncés prospectifs. Les principaux facteurs de risques peuvent être retrouvés dans la section « Rapport de gestion » de ce présent rapport annuel.

Inscription boursière

Les parts d'Innergex Énergie, Fonds de revenu sont inscrites au TSX sous le symbole IEF.UN.

Agent des transferts, agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie Computershare du Canada

1500, rue University, Bureau 700, Montréal, Québec, H3A 3S8

Téléphone: 1 800 564-6253 ou 514 982-7555

Courriel: service@computershare.com

Fiduciaire

Trust Banque Nationale Inc.

a/s Société de fiducie Computershare du Canada

1500, rue University, Bureau 700, Montréal, Québec, H3A 3S8

Téléphone: 1 800 564-6253 ou 514 982-7555

Courriel: service@computershare.com

Vérificateurs

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Prestation électronique

Les porteurs de parts d'Innergex Énergie peuvent choisir de recevoir des documents au sujet d'Innergex Énergie (tels que les rapports trimestriels et annuels et la circulaire de la direction) en format électronique par Internet au lieu d'une copie papier par la poste. Les porteurs de parts qui désirent se prévaloir de ce service devraient communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada.

Relations avec les investisseurs

Si vous avez des questions, veuillez consulter le site web d'Innergex Énergie à l'adresse www.innergex.com ou communiquer avec:

Jean Trudel

Vice-président – Finances et relations aux investisseurs

ou

Michel Letellier

Vice-président exécutif et chef de la direction financière

Innergex Management Inc.

1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil, Québec, J4K 5G4

Tél. : 450 928-2550

Télec. : 450 928-2544

info@innergex.com

Assemblée générale annuelle

L'assemblée générale annuelle des porteurs de parts se tiendra à 11h, le mercredi 9 mai 2007 au :

Sandman Hôtel Montréal-Longueuil,

Salle Jacques-Cartier, 999, rue de Sérigny, Longueuil, Québec, J4K 2T1

Ce rapport annuel est entièrement imprimé sur du papier recyclé et certifié FSC, issu de forêts gérées de façon responsable.

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



Gracieuseté de Michel Letellier

Rivière Ashlu, Colombie-Britannique



Recyclé

Contribue à l'utilisation responsable
des ressources forestières

www.fsc.org Cert no. SGS-COC-2844
© 1996 Forest Stewardship Council

