

Rapport de gestion

Ce rapport de gestion a été préparé le 16 mars 2009.

Le but de ce rapport de gestion est de fournir au lecteur une vue d'ensemble de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds ») pour l'exercice financier de douze mois terminé le 31 décembre 2008. Ce rapport devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice financier terminé le 31 décembre 2008, 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 (« PCGR ») 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.

Établissement et maintien des CIIF et des CPCI

Le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière d'Innergex énergie renouvelable inc., (le « gestionnaire ») ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

- des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») pour fournir une assurance raisonnable que 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 par d'autres personnes au gestionnaire du Fonds, y compris au président et chef de la direction et au vice-président et chef de la direction financière du gestionnaire en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis.
- des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF ») 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 du Canada.

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière du gestionnaire ont évalué l'efficacité des CPCI et CIIF pour l'année terminée le 31 décembre 2008 et ont conclu que ceux-ci étaient efficaces et qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF. Au cours du dernier exercice, il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur les CIIF.

Énoncés prospectifs

En vue d'informer les porteurs de parts du Fonds et les investisseurs potentiels sur les perspectives d'avenir du Fonds, les rubriques du présent rapport de gestion peuvent contenir des énoncés prospectifs au sens des lois sur les valeurs mobilières (les « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs sont habituellement identifiés par l'utilisation de mots comme « peut », « fera », « s'attend à », « anticipe », « compte », « prévoit » ou « ne prévoit pas », « est prévu », « budget », « programmé », « estimation », « prévisions », « à l'intention » ou « croit », ou de dérivés de ces mots et de phrases ou d'énoncés qui suggèrent qu'un événement arrivera. Ces énoncés prospectifs expriment, en date du présent rapport de gestion, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions du gestionnaire à l'égard d'événements ou résultats futurs. Ces énoncés prospectifs sont sujets aux risques connus et inconnus, aux incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que les résultats, les rendements ou les réalisations du Fonds pourraient différer sensiblement de ceux exprimés, sous-entendus ou présentés dans de tels énoncés prospectifs. Les risques et incertitudes importants qui pourraient faire différer de façon significative les résultats réels et les événements futurs des attentes actuelles exprimées sont examinés sous la rubrique *Risques et incertitudes* du présent rapport de gestion et incluent les risques liés aux opérations, à l'hydrologie et au régime du vent, aux clients importants, aux taux d'intérêts, aux taux de change, à la convention de séparation, au traitement fiscal des distributions et aux modifications apportées aux lois, régimes réglementaires et aux permis. Bien que le gestionnaire estime que les attentes suscitées par ces énoncés prospectifs sont basées sur des fondements et des hypothèses valables et raisonnables, il existe un risque que ces énoncés prospectifs se révèlent inexacts. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs, qu'ils soient imputables à l'écrit ou oralement au Fonds ou à la personne qui agit en son nom, sont expressément présentés sous réserve de ces avertissements. Le Fonds ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser ces énoncés prospectifs pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieures à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

VUE D'ENSEMBLE

Généralités

Innergex Énergie, Fonds de revenu est un fonds de revenu canadien inscrit à la bourse de Toronto sous le symbole « IEF.UN » qui possède indirectement des participations dans dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens d'une puissance installée totale de 340 mégawatts (« MW »), représentant un intérêt net de 210 MW. Ces centrales hydroélectriques et parcs éoliens ont un âge moyen pondéré d'environ 6 ans, ayant été mis en service entre 1994 et 2007, et vendent l'énergie qu'ils produisent en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme. Sept centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens sont situés dans la province de Québec et vendent l'énergie qu'ils produisent à Hydro-Québec. Une centrale hydroélectrique est située en Ontario et vend l'énergie qu'elle produit à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Une centrale hydroélectrique est située en Colombie-Britannique et vend l'énergie qu'elle produit à British Columbia Hydro and Power Authority. La dernière centrale hydroélectrique 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 et les parcs éoliens en vertu d'accords à long terme avec le Fonds.

Innergex Énergie, Fonds de revenu 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 mensuelles en espèces 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 grande stabilité des distributions en espèces.

Pareille notation ne représente pas une recommandation d'acquiescer, de vendre ou de garder les parts du Fonds et peut faire l'objet d'une révision ou d'un retrait en tout temps de la part de l'agence de notation.

Stratégie de l'entreprise

Le but premier du Fonds 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 parcs éoliens;
- acquérant ou en investissant dans de nouvelles installations de production d'énergie.

Les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens du Fonds sont supervisés 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 et de parcs éoliens depuis 2000. 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 / éolienne qui a également été créé à partir d'une portion du premier appel public à l'épargne et qui a été bonifié à la suite des acquisitions effectuées en 2004, 2005 et 2007. 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 de vent, ou d'autres facteurs imprévus. Finalement, les sommes investies trimestriellement dans le compte de réserve pour réparations majeures totalisent environ 980 000 \$ sur une base annuelle. Cette réserve a été créée afin de financer les réparations majeures des centrales ou des parcs éoliens qui seraient nécessaires au maintien de la capacité de production du Fonds.

Le Fonds est bien positionné pour acquiescer des installations de production d'énergie en raison de son niveau d'endettement raisonnable, du prix au marché de son unité qui s'est bien comporté dans le contexte récent de la crise financière et économique et de l'expérience de l'équipe du gestionnaire. De plus, le Fonds a signé le 4 juillet 2003 un accord de coopération avec Innergex II Fonds de revenu (« Innergex II »), une fiducie créée pour construire, détenir et exploiter des projets d'énergie renouvelable en Amérique du Nord. Innergex II est devenue une filiale en propriété exclusive du gestionnaire le 6 décembre 2007. Aux termes de cet accord de coopération, le Fonds et le gestionnaire conviennent de s'accorder mutuellement un droit de première offre à l'égard de leurs projets de production d'énergie renouvelable respectifs ou de tout autre actif de leurs entités respectives que l'une d'elles pourrait détenir, directement ou indirectement, et pourrait souhaiter vendre ou offrir à un tiers acquiesceur. Ce droit de première offre ne s'applique toutefois pas à un partenaire dans un projet en cours ou futur qui a négocié un tel droit de première offre avec l'une ou l'autre des parties relativement à un projet et qui a fait savoir par écrit à la partie concernée son intention d'exercer un droit de première offre à l'égard d'une offre de telle partie de vendre sa participation dans ce projet. L'entente de collaboration prévoit aussi que si l'offrant acquiesce des éléments d'actif de production d'énergie d'un tiers et que ces éléments d'actif sont cédés à l'autre partie au cours d'une période précise par suite de leur acquisition initiale par l'offrant, l'offrant aura droit au remboursement des frais et dépenses qu'il a engagés à l'égard des éléments d'actif ainsi cédés. Les nouvelles installations de production d'énergie seront acquiesces 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 éléments d'actif 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

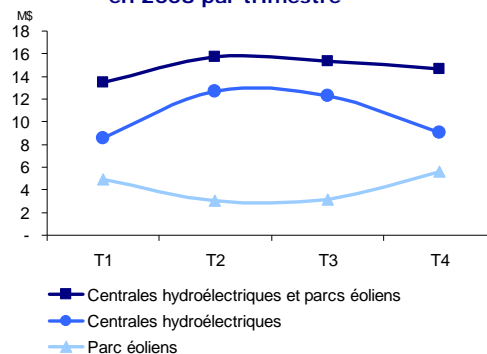
Le Fonds évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de performance clés, dont l'énergie générée en mégawatheures (« MWh »), l'encaisse distribuable nette, l'encaisse distribuable nette par part de fiducie, le bénéfice net (perte nette) ajusté(e) et le «BAIIA» défini comme étant le bénéfice avant intérêts, 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 réalisé(e) ou non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés, le dédommagement pour immobilisations comportant des déficiences et la perte ou le gain de change réalisé(e) ou non réalisé(e). Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les PCGR canadiens. 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. Le Fonds croit également qu'ils facilitent les comparaisons entre les périodes.

Saisonnalité

Les résultats du Fonds ont un caractère saisonnier dû aux variations d'hydraulicité et de vent d'un trimestre à l'autre durant une année type. Les deuxième et quatrième 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. Compte tenu de la complémentarité de la production issue des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens, les variations saisonnières sont atténuées.

Le graphique présenté à la droite illustre la répartition des revenus enregistrés pour l'année 2008. Étant donné les conditions d'hydraulicité et de régime de vents supérieures aux moyennes à long terme réalisés lors du troisième trimestre de 2008, les revenus engendrés lors de ce trimestre ont été supérieurs à ceux du quatrième trimestre, contrairement à ce qui est normalement anticipé selon les moyennes à long terme.

Produits d'exploitation bruts réalisés en 2008 par trimestre



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 la production d'électricité. Bien que la quantité d'énergie produite par les producteurs indépendants d'électricité soit modeste jusqu'à maintenant comparativement à la production provenant des entreprises 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 entreprises de 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 2008		31 décembre 2007		31 décembre 2006	
Produits d'exploitation bruts	59 430 461	\$	40 371 641	\$	41 153 741	\$
BAIIA	47 097 496	\$	31 293 233	\$	32 427 252	\$
(Perte nette) bénéfice net	(3 238 170)	\$	(28 370 027)	\$	11 899 262	\$
(Perte nette) bénéfice net par part de fiducie	(0,11)	\$	(1,13)	\$	0,48	\$
Actif total	530 007 626	\$	547 555 957	\$	345 360 681	\$
Passif financier à long terme	245 770 307	\$	212 264 979	\$	107 175 495	\$
Distributions déclarées aux porteurs de parts	29 392 514	\$	24 196 093	\$	23 816 170	\$
Distributions déclarées par part de fiducie	1,000	\$	0,965	\$	0,965	\$

La croissance des produits d'exploitation bruts au cours de la dernière année s'explique principalement par l'acquisition de participations de 38 % dans les parcs éoliens de Baie-des-Sables (« BDS ») et de L'Anse-à-Valleau (« AAV ») le 6 décembre 2007, (collectivement « l'Acquisition des Parcs Éoliens ») et par des conditions hydrologiques plus favorables en 2008 par rapport à 2007.

En 2008, le Fonds a enregistré une amélioration importante de sa perte nette par rapport à 2007. Cette amélioration provient du caractère ponctuel des ajustements à la provision pour impôts futurs de 40,2 M\$ enregistrés en 2007, de l'Acquisition des Parcs Éoliens et de l'acquisition de IHI Hydro Inc. (« IHI ») le 29 mai 2008; des effets partiellement contrebalancés par la comptabilisation en 2008 d'une perte non réalisée sur instruments financiers dérivés de 21,2 M\$ qui résulte de la baisse généralisée des taux d'intérêts de référence. Le Fonds ne faisant pas de comptabilité de couverture, la variation de la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés affecte directement le bénéfice net. Rappelons que les ajustements ponctuels de 40,2 M\$ enregistrés à la provision d'impôts futurs en 2007 faisaient suite à l'adoption de modifications concernant l'imposition des fiducies de revenu au deuxième trimestre de 2007 et de la baisse des taux d'imposition adoptée au quatrième trimestre de 2007 par le gouvernement du Canada.

En 2008, l'actif total a subi une légère baisse par rapport à 2007 en raison de la diminution des débiteurs et de l'amortissement des immobilisations et des actifs incorporels, partiellement contrebalancés par l'acquisition d'IHI. En 2007, l'augmentation de l'actif total comparativement à 2006 était attribuable à l'Acquisition des Parcs Éoliens.

L'augmentation du passif financier à long terme en 2008 est attribuable à l'acquisition d'IHI et à la hausse du passif liée aux instruments financiers dérivés. Cette dernière s'explique par la baisse généralisée des taux d'intérêt de référence. Il est important de noter que le Fonds conserve un ratio d'endettement sur la valeur de l'entreprise de seulement 45,9 %. De plus, au 31 décembre 2008, 92 % de la dette totale du Fonds était effectivement fixée à un taux d'intérêt moyen pondéré de 5,98 %, incluant la marge applicable actuellement en vigueur.

Grâce aux acquisitions susmentionnées, le Fonds a pu augmenter les distributions déclarées aux porteurs de parts, d'un niveau annuel de 0,965 \$ par part en 2007 au niveau annuel de 1,00 \$ par part depuis le 1^{er} janvier 2008.

Cette augmentation du niveau de distribution par part combinée à une émission privée de 4 724 409 parts en 2007 afin de compléter l'Acquisition des Parcs Éoliens expliquent la croissance du montant annuel de distributions déclarées aux porteurs de parts de 2007 à 2008.

Bénéfice net ajusté

Le gestionnaire croit que le bénéfice net ajusté constitue une information additionnelle importante pour le lecteur puisqu'elle fournit une mesure de la rentabilité du Fonds qui exclut certains éléments n'ayant pas d'impact sur l'encaisse. Le bénéfice net ajusté exclut les pertes / gains non réalisés(es) de change et sur les instruments financiers dérivés ainsi que l'impôt futur afférent. Il exclut également certains éléments non récurrents tels les impacts sur l'impôt futur des modifications de lois fiscales ou des taux d'imposition. Le Fonds calcule le bénéfice net ajusté comme suit :

Bénéfice net ajusté	31 décembre 2008	31 décembre 2007	31 décembre 2006
(Perte nette) bénéfice net	(3 238 170) \$	(28 370 027) \$	11 899 262 \$
Ajouter / (déduire) :			
Perte (gain) non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés	21 192 791 \$	(1 601 744) \$	(145 111) \$
Perte (gain) de change non réalisé(e)	426 585 \$	(351 112) \$	86 070 \$
Impôts futurs relatif à l'imposition des fiducies	- \$	46 910 463 \$	- \$
Augmentation (diminution) des taux d'impôts futurs	(2 680 653) \$	(6 713 967) \$	(77 103) \$
Impôts futurs relatif aux pertes / gains de change et sur instruments financiers dérivés non réalisés(es)	(3 222 054) \$	6 795 \$	- \$
Bénéfice net ajusté	12 478 499 \$	9 880 408 \$	11 763 118 \$
Bénéfice net ajusté par part de fiducie	0,42 \$	0,39 \$	0,48 \$

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation du Fonds pour 2008 sont comparés avec les résultats de la même période en 2007.

Dans son évaluation de ses résultats d'exploitation, le Fonds compare la production d'électricité réalisée avec une moyenne à long terme propre à chaque centrale hydroélectrique et à chaque parc éolien. Ces moyennes à long terme sont établies avec rigueur et prudence afin d'assurer une prévision à long terme de la production attendue pour chacune des installations du Fonds.

Pour définir la moyenne à long terme d'une installation de production électrique, des études sont réalisées par des ingénieurs indépendants. Ces études tiennent compte de plusieurs facteurs importants : les débits observés historiquement sur la rivière, la hauteur de chute, les débits réservés esthétiques et écologiques en ce qui concerne l'hydroélectricité, et les conditions de vent en ce qui concerne l'éolien. Les ingénieurs tiennent aussi compte de la topographie du site, de la puissance installée, des pertes de charge, des particularités opérationnelles, des entretiens, etc. Les années ne sont pas toutes identiques, mais sur une plus grande période, la production devrait se rapprocher de la moyenne à long terme prévue.

Produits d'exploitation bruts

Au cours de la période de douze mois d'exploitation de 2008, le Fonds a affiché un produit d'exploitation brut de 59,4 M\$, ce qui représente une hausse de 47 % comparativement au produit d'exploitation brut de 40,4 M\$ pour l'exercice de 2007. Cette hausse est principalement attribuable aux conditions hydrologiques plus favorables en 2008 et à la contribution sur une année entière de l'Acquisition des Parcs Éoliens. En 2007, les parcs éoliens de BDS et d'AAV n'avaient contribué aux résultats que pour une période de 26 jours. Les conditions hydrologiques de 2008 ont entraîné une production de 7 % supérieure à la moyenne à long terme alors qu'elle était de 3 % inférieure à la moyenne à long terme en 2007. Au cours de la période d'exploitation terminée le 31 décembre 2008, les dix centrales et les deux parcs éoliens du Fonds ont produit 862 394 MWh d'énergie, soit 42 % de plus que la production de 608 509 MWh pour la période de douze mois de 2007 et 3 % de plus que la moyenne à long terme.

Les résultats de 2008 ont bénéficié des augmentations liées à l'inflation des tarifs d'électricité prévues aux CAÉ à long terme avec Hydro-Québec et British Columbia Hydro and Power Authority. En ce qui a trait aux centrales hydroélectriques localisées au Québec, les CAÉ prévoient une augmentation des tarifs d'électricité selon l'indice des prix à la consommation (« IPC »), d'un minimum de 3 % et d'un maximum de 6 % par année. Le CAÉ de la centrale Rutherford Creek localisée en Colombie-Britannique prévoit un ajustement du tarif d'électricité égal à 50 % de l'IPC. Enfin, les CAÉ des deux parcs éoliens localisés au Québec prévoient une augmentation des tarifs d'électricité en tenant compte d'environ 18 % de l'IPC. 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.

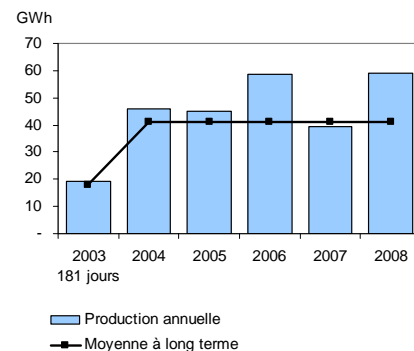
Résultats d'exploitation	Période d'exploitation du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2008		Période d'exploitation du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2007	
	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)
Saint-Paulin	59 223	41 082	39 159	41 082
Portneuf-1	41 633	40 822	37 757	40 822
Portneuf-2	67 511	68 496	61 331	68 496
Portneuf-3	42 690	42 379	38 978	42 379
Chaudière	152 217	116 651	118 147	116 651
Montmagny	7 847	8 000	6 845	8 000
Batawa	39 262	32 938	27 398	32 938
Windsor	36 633	31 000	33 854	31 000
Horseshoe Bend	40 162	46 800	46 147	46 800
Rutherford Creek	161 584	180 000	180 636	180 000
Baie-des-Sables ¹	110 657	113 360	10 762	10 830
Anse-à-Valleau ¹	102 975	113 240	7 495	11 458
Total	862 394	834 768	608 509	630 456

1. Représente la participation de 38 % du parc éolien acquise le 6 décembre 2007 par le Fonds.

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 59 223 MWh d'énergie au cours de la période de douze mois d'exploitation du Fonds, ou 44 % de plus qu'anticipé, et 51 % de plus qu'en 2007. En 2008, la production a été vendue au taux moyen de 59,15 \$/MWh comparativement au taux moyen de 67,79 \$/MWh obtenu en 2007. En vertu du CAÉ, l'énergie livrée au-delà de la quantité d'énergie maximum convenue de 45 677 MWh est payée à un prix de 16,00 \$/MWh. Cette énergie excédentaire a représenté 11 784 MWh en 2008 (néant en 2007) et explique le taux moyen plus faible de 2008. Pour la centrale de Saint-Paulin et les autres centrales situées dans la province de Québec, l'année de référence aux fins du calcul de l'énergie excédentaire s'étend du 1^{er} décembre au 30 novembre.

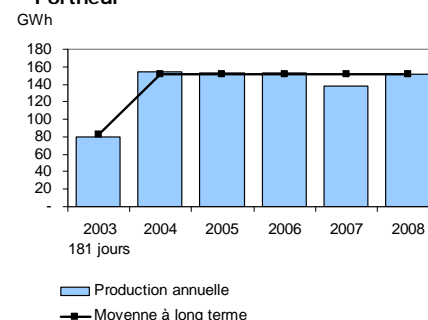
Saint-Paulin



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 18 % de la production annuelle totale anticipée 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 ces centrales. 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 2008, les trois installations de Portneuf ont généré ou se sont vues compensées pour l'équivalent de 151 834 MWh d'énergie produite, soit un niveau légèrement supérieur à la moyenne à long terme et 10 % de plus que les 138 066 MWh d'énergie payée en 2007. En 2007, les trois centrales Portneuf ont dû être mises en arrêt de production durant les dernières semaines du deuxième trimestre et la première semaine du troisième trimestre pour des travaux réalisés par Hydro-Québec TransEnergie au poste *Les Basques*. De plus, les trois centrales Portneuf ont été de nouveau mises en arrêt de production au cours des deux dernières semaines d'octobre 2007, à la demande du Ministère des Transports du Québec, pour le déplacement de la ligne de transport. Le prix de vente moyen en 2008 était de 69,76 \$/MWh, comparativement à un prix de vente moyen de 67,75 \$/MWh en 2007.

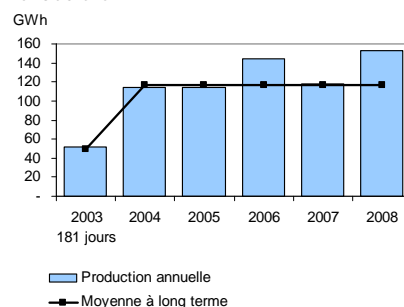
Portneuf



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 et a été mise en service en 1999. 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 2008, la centrale Chaudière a produit 152 217 MWh d'énergie, soit 30 % de plus que la moyenne à long terme et 29 % de plus que les 118 147 MWh produits en 2007. Le prix de vente moyen de l'énergie en 2008 fut de 71,66 \$/MWh comparativement au prix moyen de vente de 2007 qui s'établissait à 74,45 \$/MWh. En vertu du CAÉ, l'énergie livrée au-delà de la quantité d'énergie maximum convenue de 131 321 MWh est payée à un prix de 16,00 \$/MWh. Cette énergie excédentaire représentait 17 095 MWh en 2008 (néant en 2007), ce qui explique le prix moyen inférieur en 2008 par rapport à 2007.

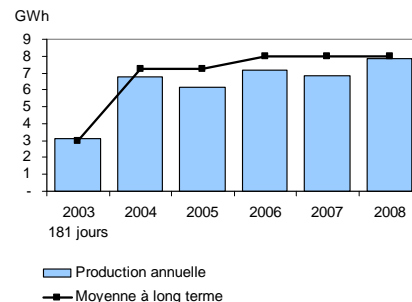
Chaudière



Montmagny

La centrale hydroélectrique Montmagny d'une puissance installée de 2,1 MW 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. En 2006, des travaux ont eu lieu afin d'augmenter la moyenne à long terme à 8 000 MWh. La centrale Montmagny a produit 7 847 MWh d'énergie au cours de la période de douze mois se terminant le 31 décembre 2008, soit 2 % de moins que la moyenne à long terme mais 15 % de plus que les 6 845 MWh produits en 2007. Le prix de vente moyen de l'énergie en 2008 fut de 70,82 \$/MWh, un montant supérieur au prix de vente moyen de 2007, qui s'établissait à 68,60 \$/MWh.

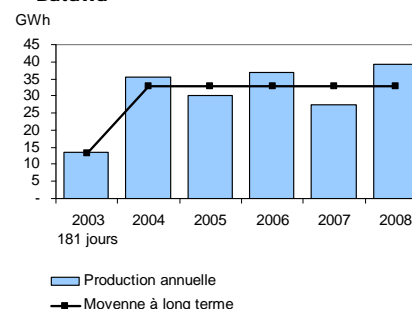
Montmagny



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 2008, la centrale Batawa a produit 39 262 MWh d'électricité, soit 19 % de plus que la moyenne à long terme et 43 % de plus que les 27 398 MWh produits en 2007. Le prix de vente moyen de l'énergie en 2008 fut de 61,88 \$/MWh, en légère baisse comparativement au prix moyen de vente de 2007 qui s'établissait à 62,15 \$/MWh, étant donné la production moins élevée en 2008 durant les périodes hivernales et de pointe.

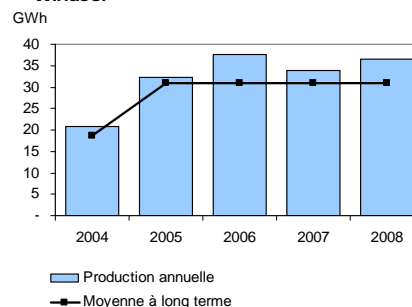
Batawa



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 le Fonds 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 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 2008, la centrale Windsor a produit 36 633 MWh d'électricité, ce qui représente une production de 18 % supérieure à la moyenne à long terme et de 8 % supérieure à celle de l'année 2007. Le prix de vente moyen pour la période s'est établi à 80,30 \$/MWh comparativement à 78,53 \$/MWh en 2007.

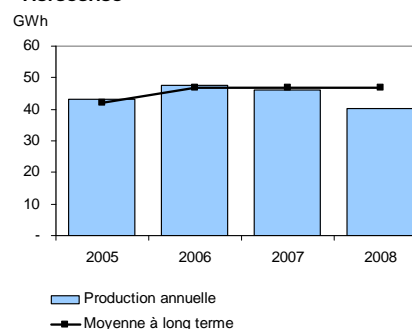
Windsor



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. Elle a été mise en service en 1995 et le Fonds en a fait l'acquisition le 31 décembre 2004. Le CAÉ de Horseshoe Bend 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 2008, la production s'est située à 40 162 MWh ce qui représente une production inférieure à la moyenne à long terme de 46 800 MWh et de 13 % inférieure à celle de l'année 2007. Au cours du quatrième trimestre de 2008, des travaux d'entretien et des réparations au barrage ont nécessité l'arrêt de la production pendant 45 jours. Pour l'année 2008, le prix de vente moyen s'est établi à 68,90 \$ CA/MWh, soit le même niveau qu'en 2007.

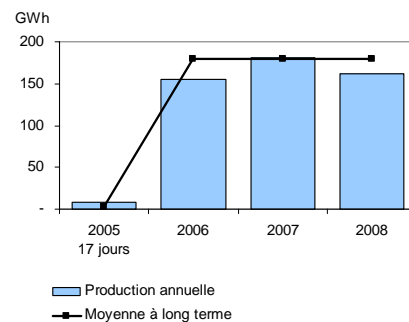
Horseshoe



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. La centrale a été acquise par le Fonds le 15 décembre 2005. Pour l'année 2008, la centrale a produit 161 584 MWh, soit un niveau 10 % inférieur à la moyenne à long terme et plus faible de 11 % comparativement aux 180 636 MWh produits en 2007. Lors du premier trimestre de 2008, des travaux d'entretien mécanique et d'inspection de la conduite forcée ont nécessité un arrêt de la production pour une période de 49 jours. Le prix de vente moyen s'est établi à 54,73 \$/MWh comparativement à 54,09 \$/MWh en 2007. La durée du CAÉ de la centrale conclu avec British Columbia Hydro and Power Authority est de 20 ans, soit jusqu'en 2024.

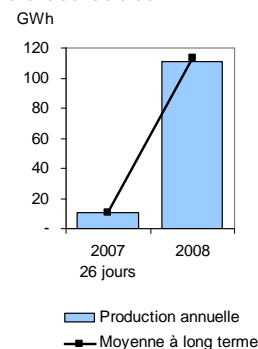
Rutherford



Baie-des-Sables

Le parc éolien de Baie-des-Sables, d'une capacité de 109,5 MW, est situé à Baie-des-Sables et à Métis-sur-Mer au Québec et a été aménagé conjointement par Innergex II et son partenaire par l'entremise de la co-entreprise Cartier énergie éolienne. Le parc éolien a été mis en service en novembre 2006 et a une production annuelle prévue de 298 317 MWh. Un intérêt de 38 % du parc éolien a été acquis le 6 décembre 2007 par le Fonds, représentant ainsi une puissance nette installée de 41,6 MW et une production annuelle nette prévue de 113 360 MWh. Au cours de la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2008, le parc a produit 110 657 MWh, représentant la part du Fonds. Ce niveau se situe à 2 % sous la moyenne à long terme. Entre la date de son acquisition jusqu'à la fin de l'exercice 2007 (26 jours), le parc éolien de Baie-des-Sables a produit 10 762 MWh, représentant la part du Fonds. L'électricité produite par le parc éolien de Baie-des-Sables est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ qui se termine en 2026. En 2008, le prix de vente moyen a été de 78,30 \$/MWh en légère hausse par rapport au prix de 77,96 \$/MWh enregistré lors des 26 derniers jours de 2007.

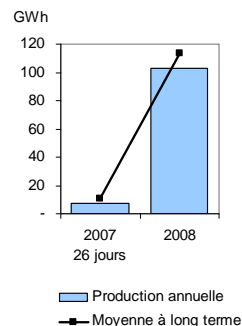
Baie-des-Sables



Anse-à-Valleau

Le parc éolien de L'Anse-à-Valleau, d'une capacité de 100,5 MW, est situé dans la ville de Gaspé au Québec et a été aménagé conjointement par Innergex II et son partenaire par l'entremise de la co-entreprise Cartier énergie éolienne. Le parc éolien a été mis en service en novembre 2007 et a une production annuelle prévue de 298 000 MWh. Le 6 décembre 2007, le Fonds a acquis un intérêt de 38 % du parc éolien représentant ainsi une puissance nette installée de 38,2 MW et une production annuelle nette prévue de 113 240 MWh. Pour l'année 2008, le parc éolien a généré 102 975 MWh, soit 9 % de moins que la moyenne à long terme. Entre la date de son acquisition jusqu'à la fin de l'exercice 2007 (26 jours), le parc éolien d'Anse-à-Valleau a produit 7 495 MWh. L'électricité produite par le parc éolien d'Anse-à-Valleau est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ qui se termine en 2027. En 2008, le prix de vente moyen a été de 78,42 \$/MWh en légère hausse par rapport au prix de 77,91 \$/MWh enregistré lors des 26 derniers jours de 2007.

Anse-à-Valleau



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 des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Ces frais s'élevaient à 9,1 M\$ pour l'année 2008, alors qu'ils se chiffraient à 6,4 M\$ en 2007. Cette hausse s'explique par la contribution sur une année entière de l'Acquisition des Parcs Éoliens par rapport à seulement 26 jours en 2007. En excluant l'impact des parcs éoliens, les frais d'exploitation ont connu une hausse de 13 % en 2008 par rapport à 2007. Cette augmentation résulte des redevances additionnelles payées en relation avec la production de 2008 supérieure à celle de 2007 et à certains travaux effectués à la centrale de Horseshoe Bend.

Frais généraux et d'administration

Pour la période de douze mois d'exploitation, le Fonds a encouru des frais généraux et d'administration de 3,3 M\$, soit 0,6 M\$ de plus que les frais de 2,7 M\$ en 2007. Cette hausse des frais généraux et d'administration est principalement attribuable à l'Acquisition des Parcs Éoliens et à la croissance des honoraires incitatifs versés au gestionnaire, compte tenu de l'augmentation des distributions de 0,965 \$ sur une base annuelle à 1,00 \$ par part de fiducie. En effet, en vertu du contrat de gestion, le gestionnaire reçoit une prime équivalente à 25 % de l'encaisse distribuée au-delà du seuil de 0,925 \$ par part de fiducie.

Frais d'intérêt

Au cours de la période de douze mois d'exploitation, le Fonds a encouru 12,9 M\$ de dépenses en intérêts sur sa dette à long terme, comparativement à 7,2 M\$ en 2007. Cette augmentation des frais d'intérêts s'explique principalement par la hausse de l'endettement du Fonds suite à l'acquisition des deux parcs éoliens et d'IHI. Le taux d'intérêt effectif pour la période était de 5,82 %, comparativement au taux effectif de 6,23 % en 2007.

Au 31 décembre 2008, 92 % de la dette totale du Fonds était effectivement fixée à un taux d'intérêt moyen pondéré de 5,98 %, incluant la marge applicable actuellement en vigueur. Ce niveau du taux d'intérêt moyen pondéré était en baisse comparativement au taux de 6,11 % enregistré en 2007. Cette diminution s'explique par la baisse généralisée des taux d'intérêts de référence sur les marchés et par les faibles taux d'intérêts sur les dettes reliés aux parcs éoliens.

Amortissement

L'amortissement pour la période de douze mois de 2008 a totalisé 20,6 M\$, soit 7,6 M\$ de plus que l'amortissement de 13,0 M\$ en 2007. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition des parcs éoliens de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau.

Autres dépenses et revenus

Le poste autres dépenses et revenus se compose des revenus de placements, de la perte ou du gain réalisé(e) ou non réalisé(e) sur les instruments financiers dérivés, des dédommagements pour immobilisations et de la perte ou du gain de change réalisé(e) ou non réalisé(e). Les revenus de placements sont composés de l'intérêt reçu sur les comptes de réserve et sur l'encaisse.

Autres dépenses et (revenus)	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007
Revenu de placements	(809 834) \$	(929 389) \$
Perte (gain) non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés	21 192 791	(1 601 744)
Perte réalisée sur règlement d'un instrument financier dérivé	1 001 325	-
Dédommagement pour immobilisations comportant des déficiences	(644 910)	-
Perte de change réalisée	124 128	10 616
Perte (gain) de change non réalisé(e)	426 585	(351 112)
	21 290 085 \$	(2 871 629) \$

Les revenus de placements pour la période de douze mois d'exploitation du Fonds terminée le 31 décembre 2008 ont totalisé 0,8 M\$, soit 0,1 M\$ de moins que le revenu de placements de 0,9 M\$ pour l'année 2007. Cette baisse s'explique principalement par la diminution des taux de rendement obtenus.

Au 31 décembre 2008, la perte non réalisée sur la variation de la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés présentée à l'état des résultats s'établissait à 21,2 M\$ (gain non réalisé de 1,6 M\$ en 2007) principalement en raison de la baisse généralisée des taux d'intérêts de référence utilisés pour l'évaluation de la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés. Cette perte non réalisée n'a pas eu d'impact sur l'encaisse distribuée du Fonds. Cette variation représente l'évolution des justes valeurs marchandes des instruments financiers dérivés incorporés dans les contrats d'achat d'électricité et contrats swap. Voir la section *Instruments Financiers Dérivés* de ce rapport de gestion pour plus de détails à ce sujet. Le Fonds a aussi réalisé une perte sur instruments financiers dérivés de 1,0 M\$ au cours de la dernière année (nil en 2007) puisqu'un contrat à terme de gré à gré sur obligations est venu à échéance et a été remplacé par un contrat swap.

Il est important de noter que ces instruments financiers dérivés procurent au Fonds une couverture économique pour ses actifs et assurent une stabilité à long terme de ses flux monétaires. Par son programme de couverture, le Fonds se protège contre l'impact des fluctuations de taux d'intérêts et assure la stabilité des coûts d'emprunt de ses projets. Le Fonds ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés pour des fins de spéculation.

Par ailleurs, le Fonds a aussi obtenu un dédommagement pour immobilisations comportant des déficiences de 0,6 M\$ lié à la centrale de Rutherford Creek dans le cadre d'un règlement avec le maître d'œuvre principal de cette centrale. Le Fonds a également enregistré une perte de change réalisée de 0,1 M\$ comparativement à une perte de change réalisée de 0,01 M\$ lors de la période correspondante en 2007. Finalement, la perte de change non réalisée de 2008 s'est établie à 0,4 M\$ (gain non réalisé de 0,4 M\$ en 2007) suite à une réévaluation des dettes libellées en dollars américains en raison de la dépréciation du dollar canadien depuis le début de l'année 2008.

Provision pour impôts

En 2008, la provision pour impôts exigibles a augmenté de 1,6 M\$ pour s'établir à 2,1 M\$ alors qu'elle était de 0,5 M\$ en 2007. Cette hausse est principalement due à l'acquisition d'IHI le 29 mai 2008.

La provision pour impôts futurs, est passée de 40,6 M\$ en 2007 à un recouvrement de 7,6 M\$ en 2008. Le recouvrement de 2008 s'explique majoritairement par la réduction du taux d'impôt futur du Fonds suite à l'adoption du projet de loi C-50 par le gouvernement du Canada en juin 2008 et par la perte non réalisée sur les instruments financiers dérivés. La provision de 2007 reflète les modifications adoptées au deuxième trimestre de 2007 par le gouvernement du Canada sur l'imposition des fiducies publiques, partiellement contrebalancée par la baisse des taux d'imposition adoptée au quatrième trimestre de 2007.

Les modifications apportées à la loi en 2007 prévoient la mise en place d'un impôt équivalent à celui des sociétés par actions pour les fiducies publiques. Selon cette modification, le Fonds serait redevable d'un impôt appliqué à son revenu imposable gagné après le 31 décembre 2010. Conséquemment, un passif d'impôts futurs supplémentaire de 46,9 M\$, calculé sur la durée de vie restante des éléments d'actifs, a été enregistré dans les états financiers du Fonds au deuxième trimestre de 2007, moment où la loi a été adoptée. L'enregistrement de cette provision pour impôts futurs n'a aucun impact sur l'encaisse distribuable du Fonds, ni sur la distribution aux porteurs de parts ou sur les liquidités du Fonds d'ici 2011 et est non récurrent.

Le gouvernement du Canada a annoncé en décembre 2007 que les taux d'imposition applicables aux fiducies seraient abaissés pour l'année 2011 et pour les années subséquentes. Cela a permis au Fonds d'enregistrer une réduction des impôts futurs de 6,7 M\$ en 2007. Par la suite en juin 2008, le gouvernement canadien a adopté le projet de loi C-50 qui a une nouvelle fois réduit le taux d'imposition du Fonds pour l'année 2011 et pour les années subséquentes. Cette dernière réduction a permis au Fonds d'enregistrer une nouvelle diminution des impôts futurs de 2,7 M\$ en 2008.

Participation minoritaire

Le 29 mai 2008, le Fonds a complété l'acquisition d'IHI. Cette dernière détenait une participation nette de 22,4 % dans cinq centrales hydroélectriques du Fonds, soit les centrales Saint-Paulin, Chaudière et les trois centrales Portneuf. La participation minoritaire représente la portion des bénéfices avant impôts imputables à IHI. Pour l'année terminée le 31 décembre 2008, le bénéfice alloué à la participation minoritaire est de 0,9 M\$ comparativement à 1,2 M\$ en 2007. Le Fonds n'a plus de participation minoritaire depuis l'acquisition d'IHI le 29 mai 2008.

Bénéfice net (perte nette)

Au cours de sa période de douze mois d'exploitation terminée le 31 décembre 2008, le Fonds a affiché une perte nette de 3,2 M\$ (perte nette de 0,11 \$ par part de fiducie) compte tenu de l'enregistrement d'une perte non-réalisée sur instruments financiers dérivés de 21,2 M\$ partiellement contrebalancée par un renversement de provision pour impôts futurs afférents de 3,2 M\$ et un recouvrement d'impôts futurs de 2,7 M\$ dû à la réduction des taux d'impôts futurs. Lors de la période correspondante de 2007, le Fonds a réalisé une perte nette de 28,4 M\$ (perte nette de 1,13 \$ par part de fiducie) compte tenu de l'enregistrement d'une provision pour impôts futurs supplémentaires de 40,2 M\$ provenant principalement de l'adoption de la législation du gouvernement du Canada prévoyant l'imposition des fiducies et contrebalancé partiellement par la baisse des taux d'imposition adoptée au quatrième trimestre de 2007.

Le Fonds a effectué un placement privé de 4 724 409 parts en décembre 2007 afin de réaliser l'Acquisition des Parcs Éoliens. Conséquemment, les résultats par part sont basés sur un nombre moyen pondéré de 25 016 400 parts en circulation pour l'année terminée le 31 décembre 2007, comparativement à un nombre moyen pondéré de 29 404 276 parts pour l'année terminée le 31 décembre 2008. Au 31 décembre 2008, 29 404 276 parts étaient en circulation.

BAIIA

Le bénéfice avant intérêts, provision pour impôts, amortissement, autres dépenses et revenus et participation minoritaire (« BAIIA ») totalisait 47,1 M\$ pour la période de douze mois d'exploitation terminée le 31 décembre 2008, soit 51 % de plus que le BAIIA de 31,3 M\$ pour la période de douze mois de 2007. Ce résultat est principalement attribuable aux conditions hydrologiques plus favorables en 2008 qu'en 2007 et à la contribution des deux parcs éoliens de BDS et d'AAV. Le Fonds calcule le BAIIA comme suit :

BAIIA	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008		Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007	
Perte nette	(3 238 170)	\$	(28 370 027)	\$
Ajouter (déduire) :				
Intérêt sur la dette à long terme	12 930 125		7 168 294	
Amortissement	20 612 011		12 990 524	
Autres (revenus) et dépenses	21 290 085		(2 871 629)	
Provision pour impôts	(5 426 304)		41 130 965	
Bénéfice alloué à la participation minoritaire	929 749		1 245 106	
BAIIA	47 097 496	\$	31 293 233	\$

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 positif de 32,4 M\$ comparé à un flux de trésorerie positif de 26,1 M\$ en 2007. Cette progression s'explique principalement par la hausse du BAIIA, hausse expliquée dans le paragraphe précédent, partiellement compensée par les frais d'intérêt plus important et par la variation négative des éléments hors caisse du fonds de roulement. Pour la période de douze mois se terminant le 31 décembre 2008, la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a entraîné une diminution de l'encaisse de 0,3 M\$. En 2007, la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement avait entraîné une augmentation de l'encaisse de 1,6 M\$.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour l'année 2008, les sorties de fonds liées aux activités de financement ont totalisé 18,5 M\$. Cette somme inclut 29,3 M\$ distribués aux porteurs de parts, 59,2 M\$ en remboursement de dette à long terme, 70,8 M\$ pour l'émission d'une nouvelle dette à long terme et 0,8 M\$ en frais de financement. L'emprunt de 70,8 M\$ a permis au Fonds i) de refinancer le solde impayé de la dette reliée au parc éolien de BDS de 52,6 M\$; ii) de payer le prix d'acquisition de IHI de 14,5 M\$; iii) de refinancer une portion de la facilité de crédit bancaire de 3,2 M\$; et iv) d'utiliser le solde de 0,5 M\$ pour payer en partie les frais de financement de 0,8 M\$. Pendant la période correspondante en 2007, 23,8 M\$ ont été versés aux porteurs de parts, les remboursements de dette ont totalisé 1,1 M\$ alors que l'utilisation de sa facilité de crédit a généré 3,2 M\$. L'augmentation des distributions versées aux porteurs de parts provient essentiellement de la hausse des distributions de 0,965\$ à 1,00\$ par part de fiducie à compter du 1^{er} janvier 2008 et de l'augmentation du nombre de parts en circulation.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour la période de douze mois terminée le 31 décembre 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement ont représenté une sortie de fonds de 17,4 M\$ comparativement à une entrée de fonds de 0,8 M\$ au cours de la période correspondante en 2007. L'acquisition d'IHI explique 14,5 M\$ de cette sortie de fonds en 2008 et les acquisitions d'immobilisations expliquent un autre 3,4 M\$. Ces acquisitions d'immobilisations sont principalement liées aux immobilisations impayées lors de l'Acquisition des Parcs Éoliens et de l'acquisition de la centrale de Rutherford Creek qui ont été payées au cours de l'année 2008. Au cours de la dernière année, le Fonds a également versé 1,0 M\$ dans les comptes de réserve pour réparations majeures et utilisé 0,2 M\$ et 0,9 M\$ des réserves pour réparations majeures et pour nivellement, respectivement. Finalement, un excédent de la réserve hydrologique / éolienne de 0,2 M\$ a été prélevé. Pour la période correspondante en 2007, l'Acquisition des Parcs Éoliens a généré une entrée de fonds nette de 2,9 M\$ provenant de l'encaisse acquise et un investissement de 2,2 M\$ dans la réserve hydrologique / éolienne a été effectué. Un prélèvement de 0,9 M\$ de la réserve de nivellement a aussi été effectué et un montant de 0,6 M\$ a été investi dans le compte de réserve pour réparations majeures.

Durant l'année 2008, le Fonds a utilisé 3,5 M\$ de trésorerie et équivalents de trésorerie. Au 31 décembre 2008, le Fonds détenait 8,6 M\$ de trésorerie et équivalents de trésorerie. En 2007, le Fonds a généré 4,8 M\$ de trésorerie et équivalents de trésorerie. Au 31 décembre 2007, le Fonds détenait 12,2 M\$ de trésorerie et équivalents de trésorerie.

Emploi du produit tiré de tout financement

Durant l'année 2008, le Fonds a emprunté une somme de 70,8 M\$ afin de financer l'acquisition d'IHI (14,5 M\$) et pour refinancer la dette liée au parc éolien de BDS (52,6 M\$) et la facilité de crédit bancaire (3,2 M\$). En 2007, le Fonds a réalisé un placement privé en paiement de l'Acquisition des Parcs Éoliens, et a pris en charge les dettes à long terme d'un montant total de 108,0 M\$ relatives à ces parcs éoliens en plus d'emprunter un montant additionnel de 3,2 M\$ en vertu de sa facilité de crédit bancaire.

Emploi du produit tiré de tout financement	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007
Parts de fiducie émises:		
6 décembre 2007 – placement privé (net des frais d'émission)	- \$	61 610 906 \$
Produit de l'émission de la dette à long terme	70 800 000 \$	3 200 000 \$
Acquisition d'entreprises :		
IHI Hydro Inc.	14 481 924 \$	- \$
Parcs éoliens Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau	-	62 251 782
Refinancement de la dette à long terme	52 564 235	-
Frais de financement	842 690	-
Remboursement de la facilité de crédit bancaire	3 200 000	-
Investissement dans les comptes de réserve	-	2 200 000
	71 088 849 \$	64 451 782 \$
(Utilisation) contribution au fonds de roulement	(288 849) \$	359 124 \$

SITUATION FINANCIÈRE

Éléments d'actif

Au 31 décembre 2008, le Fonds possédait des éléments d'actif d'une valeur totale de 530,0 M\$, comparativement à des éléments d'actif d'une valeur totale de 547,6 M\$ en 2007. Cette diminution est attribuable à la baisse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, à la diminution des débiteurs et à l'amortissement des immobilisations et des actifs incorporels, partiellement compensée par l'acquisition d'IHI. Au 31 décembre 2008, le fonds de roulement était près de zéro avec un ratio de fonds de roulement de 1,00:1, comparativement à un fonds de roulement de 3,3 M\$ et un ratio de fonds de roulement de 1,09:1 au 31 décembre 2007. S'il y a lieu, le Fonds peut avoir recours à une facilité de crédit bancaire échéant en mai 2013 d'un montant de 10,0 M\$ dont seulement 0,8 M\$ était utilisé pour l'émission d'une lettre de crédit au 31 décembre 2008. Le Fonds peut également compter sur des réserves importantes tel qu'illustré dans le tableau ci-dessous. Le Fonds estime donc que son fonds de roulement actuel est suffisant pour rencontrer tous ses besoins.

Réserves

Répartition des comptes de réserve	31 décembre 2008	31 décembre 2007
Réserve pour nivellement	1 528 508 \$	2 428 799 \$
Réserve hydrologique / éolienne	10 774 548	10 774 548
Réserve pour réparations majeures	2 793 517	1 955 284
Total	15 096 573 \$	15 158 631 \$

Au 31 décembre 2008, les comptes de réserve s'élèvent à 15,1 M\$ comprenant 1,5 M\$ dans la réserve pour nivellement, 10,8 M\$ dans la réserve hydrologique / éolienne et 2,8 M\$ dans la réserve pour réparations majeures. Au 31 décembre 2007, les comptes de réserve s'élevaient à 15,2 M\$ comprenant 2,4 M\$ dans la réserve pour nivellement, 10,8 M\$ dans la réserve hydrologique / éolienne et 2,0 M\$ dans la réserve pour réparations majeures.

Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet des comptes de réserve du Fonds, consultez la rubrique *Stratégie de l'entreprise* de ce rapport de gestion.

Le Fonds n'a investi aucune somme dans toute forme de papier commercial adossé à des actifs.

Dette à long terme

En date du 31 décembre 2008, la dette à long terme totale du Fonds s'élevait à 229,4 M\$ et le ratio de l'endettement par rapport à la valeur de l'entreprise était de 45,9 %, comparativement à une dette totale de 215,5 M\$ et un ratio de l'endettement par rapport à la valeur de l'entreprise de 38,1 % au 31 décembre 2007. La hausse de la dette à long terme s'explique par l'acquisition d'IHI alors que l'augmentation du ratio s'explique par cette hausse de la dette combinée à la baisse du prix de la part de la fiducie cotée à la bourse de Toronto.

Certaines conditions financières et non financières contenues dans les conventions de crédit ou CAÉ conclus par certaines filiales du Fonds pourraient limiter la capacité de transférer des sommes de ces filiales ou de leurs comptes de réserve respectifs vers le Fonds si elles n'étaient pas rencontrées. Ces restrictions quant au transfert pourraient avoir une incidence négative sur la capacité du Fonds à faire face à ses obligations, telle que d'effectuer des distributions en espèces aux porteurs de parts. Depuis le début de l'année 2008, le Fonds et ses filiales ont satisfait toutes les conditions financières et non financières relatives à leurs conventions de crédit et aux CAÉ.

Dette à long terme	31 décembre 2008	31 décembre 2007
Facilité de crédit bancaire		
Acceptations bancaires échues en janvier 2008 (taux de 5,35 % au 31 décembre 2007)	- \$	3 200 000 \$
Facilité 1		
Avances à taux préférentiel renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux de 3,63 %; 6,00 % en 2007)	93 000	93 000
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux de 2,78 %; 5,35 % en 2007)	51 200 000	33 000 000
Avances LIBOR, 5 000 000 \$ US renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux moyen de 5,35 %; 5 000 000 \$ US, 5,73 % en 2007)	6 090 000	4 956 500
Facilité 2		
Avances LIBOR, 8 872 875 \$ US renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux moyen de 2,97 %; 8 872 875 \$ US, 5,79 % en 2007)	10 807 161	8 795 681
Facilité 3		
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux de 2,78 %)	52 600 000	-
Emprunts à terme		
Emprunt à taux fixe de 8,25 %, échéant en 2016	7 279 574	7 915 048
Emprunt à taux fixe de 6,88 %, échéant en 2024	50 000 000	50 000 000
Emprunt à taux variable échéant en 2026	-	53 528 464
Emprunt à taux variable échéant en 2026	52 110 000	54 025 000
Frais de financement reportés	(750 362)	-
	229 429 373 \$	215 513 693 \$
Tranche de la dette échéant à moins d'un an	(2 563 035)	(4 500 563)
	226 866 338 \$	211 013 130 \$

Facilité de crédit bancaire

Cette facilité consiste en un prêt d'exploitation de 10 000 000 \$ venant à échéance en mai 2013. Cette facilité de crédit est garantie par une hypothèque de premier rang couvrant les éléments d'actif d'Innergex Fiducie d'exploitation (« 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, de prêts à taux préférentiel ou de lettres de crédit. 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 d'un ratio ajusté dette totale consolidée / bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement consolidé, affiché par certaines filiales de la Fiducie d'exploitation. Dans le cas des prêts à taux préférentiel, l'intérêt appliqué équivaut au taux préférentiel des banques majoré d'une marge applicable établie en fonction du même ratio. Au 31 décembre 2008, aucune somme n'était due en vertu de cette facilité (3 200 000 \$ au 31 décembre 2007) et un montant de 832 200 \$ (3 382 200 \$ au 31 décembre 2007) était utilisé pour garantir une lettre de crédit. La portion inutilisée et disponible de la facilité de crédit s'établissait donc à 9 167 800 \$.

Il est à noter que certains termes de la facilité de crédit bancaire ont été renégociés durant le deuxième trimestre de 2008. À la demande du Fonds, la facilité a entre autres été diminuée de 15 000 000 \$ à 10 000 000 \$ afin de réduire les commissions d'engagement.

Facilités 1, 2 et 3

La facilité 1 consiste en un prêt à terme échéant en mai 2013. Cette facilité est garantie par des hypothèques de premier rang portant sur tous les éléments d'actif de la Fiducie d'exploitation et par le cautionnement garanti par hypothèque sur les éléments d'actifs de 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 (51,2 M\$ au 31 décembre 2008; 33,0 M\$ au 31 décembre 2007), d'avances à taux préférentiel (0,1 M\$ au 31 décembre 2008 et au 31 décembre 2007) ou d'avances à taux LIBOR (5,0 M\$US au 31 décembre 2008 et au 31 décembre 2007), lesquelles sont majorées d'une marge applicable établie en fonction d'un ratio ajusté dette totale consolidée / bénéfice avant intérêts, provision pour impôts et amortissement consolidé, affiché par certaines filiales de la Fiducie d'exploitation.

La facilité 2 consiste en un prêt à terme consenti à une filiale américaine du Fonds dont l'échéance est la même que celle de la facilité 1. 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 qu'il détient 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 (8,9 M\$US au 31 décembre 2008 et au 31 décembre 2007), lesquelles sont majorées d'une marge applicable établie en fonction d'un ratio ajusté dette totale consolidée / bénéfice avant intérêts, provision pour impôts et amortissement consolidé, affiché par certaines filiales de la Fiducie d'exploitation.

La facilité 3 consiste en un prêt à terme à une filiale du Fonds, dont l'échéance est la date la plus rapprochée du 31 mai 2013 ou 365 jours suivant la date où les prêteurs déclarent la facilité de crédit bancaire et les facilités 1 et 2 payables suite à un événement de défaut de la Fiducie d'exploitation. Cette facilité est garantie par le cautionnement de la Fiducie d'exploitation et conséquemment, bénéficie des mêmes sûretés que les facilités 1 et 2 en plus de sûretés sur les éléments d'actifs de cette filiale. 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 (52,6 M\$ au 31 décembre 2008; nil au 31 décembre 2007), lesquelles sont majorées d'une marge applicable établie en fonction d'un ratio ajusté dette totale consolidée / bénéfice avant intérêts, provision pour impôts et amortissement consolidé, affiché par certaines filiales de la Fiducie d'exploitation.

Les intérêts sont payés mensuellement sur les avances à taux préférentiels alors que pour les acceptations bancaires et pour les avances LIBOR, ils le sont à la date de renouvellement. Le total de la facilité 1 ne doit pas dépasser l'équivalent de 59,3 M\$CA et la facilité 2 ne doit pas dépasser l'équivalent de 12,0 M\$CA. Au 31 décembre 2008, l'équivalent total en \$CA des facilités 1 et 2 était de 57,4 M\$ et de 10,8 M\$ respectivement.

Les avances sous forme d'acceptations bancaires ou à LIBOR aux termes des facilités 1, 2 et 3 ont des échéances de 30, 60, 90 ou 180 jours, renouvelables au gré du Fonds jusqu'en mai 2013.

La facilité de crédit bancaire et les facilités 1, 2 et 3 comportent des clauses de défaut croisé entre elles et sont garanties par des actifs ayant une valeur comptable approximative de 318 M\$. Ces facilités contiennent certaines clauses restrictives financières et non financières qui peuvent restreindre l'utilisation des flux de trésorerie de l'emprunteur.

Il est à noter que durant le deuxième trimestre de 2008, certains termes des facilités 1 et 2 ont été renégociés et que la facilité 3 a été mise en place. Des frais de financement de 842 690 \$ ont été encourus et portés à l'encontre des dettes à long terme, et amortis en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée prévue des dettes concernées.

Emprunt 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 intérêts à 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 par des versements mensuels de capital et d'intérêts 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 17 000 000 \$.

Lors de l'acquisition de Rutherford Creek Power L.P., le Fonds a pris en charge une dette de 50 000 000 \$ portant intérêts à taux fixe de 6,88 % jusqu'à son échéance en juin 2024. La dette est payable par des versements mensuels d'intérêts de 286 473 \$ et, à partir du 1er juillet 2012, par des versements mensuels d'intérêts et de capital de 510 916 \$. La dette est garantie par la totalité des actifs de Rutherford Creek Power L.P., ceux-ci ayant une valeur comptable approximative de 96 000 000 \$.

Lors de l'acquisition d'Innergex BDS, S.E.C. le 6 décembre 2007, le Fonds a pris en charge une dette de 53 528 464 \$ portant intérêts à taux variable venant à échéance en octobre 2026. Le prêt était garanti par tous les actifs de l'emprunteur, Innergex BDS, S.E.C., les participations de ses partenaires ainsi que tous les autres actifs nécessaires à l'entretien et à l'exploitation du projet. Au deuxième trimestre de 2008, le solde de la dette à long terme, qui s'élevait à 52 564 235 \$, a été remboursé à même le produit de la facilité 3.

Lors de l'acquisition de Innergex AAV, S.E.C., le Fonds a pris en charge une dette de 54 500 000 \$ portant intérêts à taux variable jusqu'à son échéance en mars 2026. L'emprunt à terme d'Innergex AAV S.E.C., comprenait un prêt de construction d'un an, portant intérêts seulement, qui a été converti en un prêt à terme senior au cours de l'année 2008. Le prêt est garanti par tous les actifs de l'emprunteur, Innergex AAV, S.E.C., les participations de ses partenaires ainsi que tous les autres actifs nécessaires à l'entretien et à la maintenance du projet d'une valeur comptable approximative de 100 000 000 \$. Le taux d'intérêt est flottant et est déterminé selon le taux des acceptations bancaires 1, 2 ou 3 mois applicable en dollars canadien aux banques à charte plus une marge applicable. La marge applicable était de 90 points de base jusqu'à la conversion du prêt de construction en un prêt à terme et augmente graduellement jusqu'à 160 points de base à l'année 17. La dette à long terme est remboursable par paiements trimestriels croissants de 0,5 M\$ en 2009 à 1,2 M\$ en 2026 selon une cédule d'amortissement déterminée.

Obligations contractuelles prévues, en date du 31 décembre 2008

	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 4 à 5 ans	Après 5 ans
Dette à long terme	229 429 373 \$	2 563 035 \$	5 583 500 \$	131 151 656 \$	90 131 182 \$
Intérêts sur dette à long terme	118 615 985	13 664 225	26 498 445	24 327 888	54 125 427
Contrats de location-bail	3 634 871	164 323	338 784	352 768	2 778 996
Obligations d'achat	4 992 832	1 910 659	2 039 651	655 243	387 279
Autres obligations à long terme ¹	56 058 048	2 144 226	4 895 027	4 453 108	44 565 687
Obligations contractuelles totales	412 731 109 \$	20 446 468 \$	39 355 407 \$	160 940 663 \$	191 988 571 \$

1. Les autres obligations à long terme sont composées principalement des conventions de gestion, d'administration et de services, conclues avec le gestionnaire.

Parts de fiducie

Le Fonds n'a qu'une seule catégorie de parts de fiducie autorisée dont 29 404 276 sont en circulation en date du 16 mars 2009.

Instruments financiers dérivés

Le Fonds ne fait pas de comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés. Au 31 décembre 2008, la juste valeur marchande des swaps de taux d'intérêt était négative à 23,5 M\$. Au 31 décembre 2007, la juste valeur marchande des swaps de taux d'intérêt et des contrats à terme sur obligations était négative à 1,3 M\$. L'enregistrement de pertes nettes non réalisées sur instruments financiers dérivés résultant de la baisse généralisée des taux d'intérêts de référence sur le marché explique ce résultat.

En effet, puisque les dettes du Fonds sont en grande partie à taux variables, le Fonds utilise des swaps de taux d'intérêts afin de fixer les taux d'intérêts applicables à ses dettes et ainsi, protéger le rendement économique de ses centrales et de ses parcs éoliens. Étant donné que le Fonds n'a pas l'intention de régler ses instruments financiers dérivés avant leur échéance puisqu'aucun de ces instruments n'est détenu ou émis à des fins spéculatives, ces pertes non réalisées en date du 31 décembre 2008, se résorberont avec le passage du temps. Elles ne devraient donc avoir aucun impact sur les flux monétaires et sur l'encaisse distribuable des années à venir. En effet, la dépense d'intérêt calculée en excluant l'impact des swaps est ajustée d'un montant équivalent aux paiements à effectuer sur les swaps. Seul l'exercice de l'option de sortie par la contrepartie qui est prévue dans seulement deux swaps du Fonds pourrait entraîner la réalisation de la perte ou du gain afférent. Cette option n'est exerçable qu'à une seule occasion pendant la durée de vie de ces deux swaps. Advenant l'exercice de l'option de sortie d'un de ces deux swaps ayant une valeur négative pour le Fonds, la perte réalisée serait contrebalancée par les économies qui seraient réalisées sur la dépense d'intérêt future puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêts seraient plus faibles que celui prévu au swap existant. Historiquement, aucune contrepartie du Fonds n'a exercé cette option et le gestionnaire estime que la probabilité d'un tel exercice est négligeable.

Au 31 décembre 2008, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs aux CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 7,6 M\$. Au 31 décembre 2007, elle était positive à 6,6 M\$. Cette hausse s'explique par la révision des hypothèses comptables en raison de la baisse généralisée des taux d'intérêts en 2008 et du taux d'inflation. Ces instruments représentent la valeur attribuée aux clauses d'inflation des CAÉ incluant à même ces contrats.

Gestion des risques

Montant notionnel des contrats swap	Option de sortie	31 décembre 2008	31 décembre 2007
Swap de taux d'intérêts aux taux de 3,96 % à 4,09 %, échéants en juin 2015	Aucune	15 000 000 \$	15 000 000 \$
Swap de taux d'intérêts au taux de 4,27 %, échéant en novembre 2016	Aucune	3 000 000	3 000 000
Swap de taux d'intérêts au taux de 4,41 %, échéant en juin 2018	Juin 2013	30 000 000	-
Swap de taux d'intérêts au taux de 4,27 %, échéant en juin 2018	Juin 2013	52 600 000	-
Swap de taux d'intérêts au taux de 4,93 %, amortis jusqu'en mars 2026	Aucune	52 110 000	54 025 000
		152 710 000 \$	72 025 000 \$

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 d'importantes institutions financières, le Fonds considère les risques d'illiquidité et de défaut de la contrepartie comme étant faible malgré le contexte financier et économique qui prévalait en date du 31 décembre 2008.

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 152,7 M\$ de la dette à long terme. Combiné aux prêts à taux fixes existants de 57,3 M\$, 92 % de l'endettement total du Fonds n'est pas sujet aux variations de taux d'intérêt.

Durant l'année 2008, un contrat à terme de gré à gré sur obligations d'un montant nominal de 32,5 M\$ est venu à échéance. Un montant net de 1,0 M\$ a été déboursé et a été enregistré comme une perte réalisée sur instrument financier dérivé. De plus, le Fonds a conclu deux contrats swap, l'un de 52,6 M\$ et l'autre de 30,0 M\$, venant tous deux à échéance en juin 2018, lui permettant de minimiser son exposition aux taux d'intérêt variables. Ces contrats permettent au Fonds de payer des intérêts fixes équivalents à 4,27 % et 4,41 % respectivement.

ENCAISSE DISTRIBUABLE ET DISTRIBUTIONS EN ESPÈCES

L'encaisse distribuable nette se calcule à partir des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, desquels le Fonds déduit les acquisitions d'immobilisations pour obtenir l'encaisse distribuable normalisée. Celle-ci est ajustée pour être exempte 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 la dette à long terme représentent des fonds non disponibles pour distribution. Toutefois, les acquisitions d'immobilisations reliées à l'expansion de l'entreprise sont ajoutées. Afin d'obtenir l'encaisse distribuable nette, le Fonds ajoute ou déduit les montants qui sont retirés ou investis dans ses comptes de réserve hydrologique / éolienne autres que les sommes investies lors d'acquisitions d'entreprises. Il ajoute ou déduit également les montants qui sont retirés ou investis dans ses comptes de réserve pour nivellement et pour réparations majeures. La réserve hydrologique / éolienne pourrait être utilisée dans le cas où l'encaisse distribuable nette serait moindre que prévu en raison des fluctuations normales d'hydrologie ou de vent, ou d'autres facteurs imprévus. 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 et des parcs éoliens qui seraient nécessaires au maintien de la capacité de production du Fonds.

Le Fonds calcule l'encaisse distribuable nette de la façon suivante :

Encaisse distribuable nette	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	32 352 902 \$	26 139 994 \$
Acquisitions d'immobilisations	(3 370 690)	(206 449)
Encaisse distribuable normalisée	28 982 212 \$	25 933 545 \$
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	306 316	(1 575 908)
Encaisse distribuable normalisée avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	29 288 528 \$	24 357 637 \$
Ajouter (déduire) :		
Remboursements nets de la dette à long terme ¹	(3 422 377)	(1 060 316)
Acquisitions d'immobilisations reliées à l'expansion	3 135 802	121 202
Encaisse distribuable brute	29 001 953 \$	23 418 523 \$
Dédommagement obtenu pour le remplacement futur d'immobilisations	(644 910)	-
Excédents prélevés de la réserve hydrologique / éolienne	247,542	-
Fonds prélevés de la réserve pour réparations majeures	211 577	-
Fonds nets prélevés de la réserve pour nivellement	900 291	870 765
Investissement dans la réserve pour réparations majeures	(968 210)	(565 154)
Encaisse distribuable nette	28 748 243 \$	23 724 134 \$
Nombre moyen de parts de fiducie émises	29 404 276	25 016 400
Encaisse distribuable nette par part de fiducie	0,978 \$	0,948 \$
Distributions déclarées	29 392 514 \$	24 196 093 \$
Distributions déclarées par part de fiducie	1,000 \$	0,965 \$
Ratio de distribution	102 %	102 %

¹ Pour l'année 2008, incluent les remboursements sur les prêts liés i) au parc éolien de BDS avant la mise en place de la facilité 3 (0,9 M\$), ii) à la centrale Hydro-Windsor (0,6 M\$) et iii) au parc éolien d'AAV (1,9 M\$).

Pour l'année terminée le 31 décembre 2008, le Fonds a généré 29,0 M\$ en encaisse distribuable normalisée, soit une augmentation de 3,0 M\$ par rapport à 2007. Cette appréciation s'explique par la croissance des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, partiellement atténuée par la hausse des acquisitions d'immobilisations. Il est à noter que la majorité des acquisitions d'immobilisations proviennent des immobilisations impayées lors de l'Acquisition des Parcs Éoliens et de l'acquisition de la centrale de Rutherford Creek qui ont été payées au cours de l'année 2008.

En 2008, le Fonds a généré une encaisse distribuable normalisée avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement de 29,3 M\$. Après déductions faites des remboursements nets de la dette à long terme et de l'ajout du montant investi pour acquérir des immobilisations reliées à l'expansion, l'encaisse distribuable brute s'est élevée à 29,0 M\$. Tel que noter au paragraphe précédent, la quasi-totalité des acquisitions d'immobilisations reliées à l'expansion proviennent des immobilisations impayées lors de l'Acquisition des Parcs Éoliens et de l'acquisition de la centrale de Rutherford Creek qui ont été payées au cours de l'année 2008. En 2008, le Fonds a aussi obtenu un dédommagement de 0,6 M\$ lié à la centrale de Rutherford Creek dans le cadre d'un règlement avec le maître d'œuvre principal de cette centrale. Ces fonds sont déduits dans le calcul de l'encaisse distribuable nette puisqu'ils sont réservés pour des remplacements d'équipements qui devraient avoir lieu en 2009 à la centrale de Rutherford Creek. Finalement, le Fonds a retiré i) 0,2 M\$ de sa réserve pour réparations majeures, ii) 0,9 M\$ de sa réserve pour nivellement et iii) un excédent de 0,2 M\$ de sa réserve hydrologique / éolienne. Il a aussi investi 1,0 M\$ dans la réserve pour réparations majeures, générant ainsi une encaisse distribuable nette de 28,7 M\$. Il est à noter que certains retraits ou investissements peuvent être effectués dans la réserve hydrologique / éolienne lorsqu'il y a des fluctuations du taux de change par rapport à la devise américaine afin de conserver le même solde converti dans la devise canadienne. Les distributions en espèces déclarées ont totalisé 29,4 M\$ ou 1,00 \$ par part de fiducie.

Pour fin de comparaison, lors de l'année 2007, le Fonds a généré une encaisse distribuable normalisée avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement de 24,4 M\$. Après déductions faites des remboursements nets de la dette à long terme et de l'ajout du montant investi pour acquérir des immobilisations reliées à l'expansion, l'encaisse distribuable brute s'élevait à 23,4 M\$. Durant l'année 2007, le Fonds a aussi prélevé 0,9 M\$ dans sa réserve pour nivellement et investi 0,6 M\$ dans la réserve pour réparations majeures, générant ainsi une encaisse distribuable nette de 23,7 M\$. Les distributions en espèces déclarées ont totalisé 24,2 M\$ ou 0,965 \$ par part de fiducie.

Pour les années 2008 et 2007, le ratio de distribution du Fonds s'est établi à 102 %. Ce ratio est demeuré stable en raison des conditions hydrologiques plus favorables en 2008 qu'en 2007, du paiement net de 1,0 M\$ lié à un contrat à terme de gré à gré sur obligations venu à échéance en 2008 et de l'augmentation de la provision pour impôts exigibles qui est passé de 0,5 M\$ en 2007 à 2,1 M\$ en 2008. Lors de la plus récente année terminée le 31 décembre 2008, le Fonds a donc utilisé 0,6 M\$ de sa trésorerie pour bonifier l'encaisse distribuable nette afin de maintenir la distribution aux porteurs de parts alors qu'il avait utilisé 0,5 M\$ en 2007.

Le Fonds sera assujéti au paiement d'impôts sur le revenu à partir de l'année 2011 ce qui affectera négativement l'encaisse distribuable nette à compter de ce moment.

LIQUIDITÉS DISTRIBUABLES

Liquidités distribuables	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	32 352 902 \$	26 139 994 \$	30 767 812 \$
Bénéfice net (perte nette)	(3 238 170) \$	(28 370 027) \$	11 899 262 \$
Distributions déclarées au cours de la période comptable	29 392 514 \$	24 196 093 \$	23 816 170 \$
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par rapport aux distributions	2 960 388 \$	1 943 901 \$	6 951 642 \$
Excédent (déficit) du bénéfice net (perte nette) par rapport aux distributions	(32 630 684) \$	(52 566 120) \$	(11 916 908) \$

Pour l'année 2008, les distributions déclarées ont été inférieures de 3,0 M\$ aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. L'excédent a été utilisé pour effectuer des remboursements de la dette à long terme et pour investir dans les comptes de réserve pour réparations majeures. Par contre, les distributions déclarées ont été supérieures à la perte nette d'un montant de 32,6 M\$. Cet écart provient principalement de la charge d'amortissement de 20,6 M\$ et de la perte non réalisée sur instruments financiers dérivés de 21,2 M\$, partiellement compensées par le recouvrement d'impôts futurs de 7,6 M\$, ces dépenses n'ayant pas d'incidence sur l'encaisse distribuable du Fonds.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les distributions déclarées ont été inférieures de 1,9 M\$ aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. L'excédent a été utilisé pour augmenter l'encaisse et investir dans des comptes de réserve pour réparations majeures. Par contre, les distributions déclarées ont excédé la perte nette de 52,6 M\$. Cet écart provient principalement de l'enregistrement d'une provision pour impôts futurs de 40,6 M\$ ainsi qu'une charge d'amortissement de 13,0 M\$, qui n'ont pas d'incidence sur l'encaisse distribuable du Fonds.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les distributions déclarées ont été inférieures de 7,0 M\$ aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. L'excédent a été utilisé pour repayer les dettes à long terme, investir dans les comptes de réserve pour réparations majeures, payer des sommes relatives à des acquisitions d'immobilisations et d'entreprises et augmenter l'encaisse. Par contre, les distributions déclarées ont excédé le bénéfice net de 11,9 M\$. Cet écart provient principalement de l'enregistrement d'une charge d'amortissement de 12,5 M\$ qui n'a pas d'incidence sur l'encaisse distribuable du Fonds.

De façon générale, les distributions déclarées ont excédé le bénéfice net et le Fonds s'attend à ce que cette tendance se poursuive dans le futur. Le Fonds retourne de cette façon à ses détenteurs de part, le capital qui n'est pas nécessaire pour l'exploitation ou le maintien de sa capacité de production.

Le tableau qui suit résume les distributions ayant été déclarées en 2008 :

Relevé des distributions de l'année 2008					
Date d'enregistrement	Date de versement	Montant		Montant par part	
31 janvier 2008	25 février 2008	2 449 376	\$	0,0833	\$
29 février 2008	25 mars 2008	2 449 376		0,0833	
31 mars 2008	25 avril 2008	2 449 376		0,0833	
30 avril 2008	23 mai 2008	2 449 376		0,0833	
30 mai 2008	25 juin 2008	2 449 376		0,0833	
30 juin 2008	25 juillet 2008	2 449 377		0,0833	
31 juillet 2008	25 août 2008	2 449 376		0,0833	
29 août 2008	25 septembre 2008	2 449 376		0,0833	
30 septembre 2008	24 octobre 2008	2 449 376		0,0833	
31 octobre 2008	25 novembre 2008	2 449 376		0,0833	
28 novembre 2008	19 décembre 2008	2 449 376		0,0833	
31 décembre 2008	23 janvier 2009	2 449 377		0,0833	
		29 392 514	\$	1,00	\$

INFORMATION SECTORIELLE

a) Secteurs géographiques

Le Fonds exploite neuf centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Les produits d'exploitation bruts, les immobilisations et les éléments d'actif incorporels selon leur localisation géographique sont les suivants :

Produits d'exploitation bruts	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008		Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007	
Canada	56 663 198	\$	37 192 313	\$
États-Unis	2 767 263		3 179 328	
	59 430 461	\$	40 371 641	\$
Immobilisations et actifs incorporels				
	31 décembre 2008		31 décembre 2007	
Immobilisations				
Canada	339 488 480	\$	341 863 607	\$
États-Unis	5 729 745		4 809 036	
	345 218 225	\$	346 672 643	\$
Actifs incorporels				
Canada	127 552 048	\$	136 952 992	\$
États-Unis	2 025 019		1 724 769	
	129 577 067	\$	138 677 761	\$

b) Secteurs isolables

Le Fonds compte deux secteurs isolables, soit la production hydroélectrique et la production éolienne.

Le Fonds a acquis des participations de 38 % dans les parcs éoliens de BDS et d'AAV le 6 décembre 2007. Il n'y avait donc pas de secteurs isolables avant cette date.

Le secteur de la production hydroélectrique vend de l'électricité produite par des centrales hydroélectriques à des services publics. Le secteur de la production éolienne vend de l'électricité générée par des parcs éoliens à des services publics.

Les conventions comptables des secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables de ce rapport annuel. Le Fonds évalue le rendement de ses secteurs isolables en fonction du BAIIA.

Les secteurs isolables du Fonds exploitent leurs activités en utilisant différents moyens de production ou types d'activités qui sont gérés par différentes équipes puisque les habiletés d'exploitation requises sont différentes pour chacun d'eux.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Total
Produits d'exploitation bruts provenant de clients externes	42 690 509 \$	16 739 952 \$	59 430 461 \$
Charges d'exploitation	7 037 467	2 024 643	9 062 110
Bénéfice d'exploitation	35 653 042 \$	14 715 309 \$	50 368 351 \$
Frais généraux et d'administration	2 447 551	823 304	3 270 855
BAIIA	33 205 491 \$	13 892 005 \$	47 097 496 \$
Actifs à long terme	325 863 217 \$	182 995 356 \$	508 858 573 \$
Total des actifs	339 979 718 \$	190 027 908 \$	530 007 626 \$
Acquisitions d'immobilisations	250 156 \$	626 707 \$	876 863 \$

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Total
Produits d'exploitation bruts provenant de clients externes	38 948 602 \$	1 423 039 \$	40 371 641 \$
Charges d'exploitation	6 201 371	176 570	6 377 941
Bénéfice d'exploitation	32 747 231 \$	1 246 469 \$	33 993 700 \$
Frais généraux et d'administration	2 651 794	48 673	2 700 467
BAIIA	30 095 437 \$	1 197 796 \$	31 293 233 \$
Actifs à long terme	320 447 355 \$	188 951 152 \$	509 398 507 \$
Total des actifs	337 411 374 \$	210 144 583 \$	547 555 957 \$
Acquisitions d'immobilisations	37 694 \$	- \$	37 694 \$

Production hydroélectrique

Pour l'année 2008, les produits d'exploitation bruts du secteur de la production hydroélectrique ont connu une hausse de 10 % par rapport à 2007. Cette hausse provient principalement d'une augmentation de la production de 10 % due à des conditions hydrologiques favorables alors que le prix moyen est demeuré stable. Ceci se reflète dans le bénéfice d'exploitation et le BAIIA. En effet, ce dernier est plus élevé de 3,1 M\$ (10 %) que le BAIIA du Fonds pour l'année 2007. L'amélioration provient essentiellement de la hausse des ventes de 3,7 M\$ comparativement à la période précédente de 2007. De plus, les actifs sont passés de 337,4 M\$ en 2007 à 340,0 M\$ en 2008 en raison de l'acquisition d'IHI, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations et des actifs incorporels.

Production éolienne

Pour l'année 2008, la production a été de 6 % inférieure aux attentes. Ce niveau résulte des conditions météorologiques inférieures aux moyennes à long terme et à la mise en service du parc de L'Anse-à-Valleau durant les premiers mois de l'année. La production de 2007 n'incluant que 26 jours de production, elle ne peut être comparée à celle de 2008. De son côté, la valeur comptable des actifs à long terme est passée de 189,0 M\$ à la fin de l'année 2007 à 183,0 M\$ à la fin de l'année 2008. Cette diminution de 6,0 M\$ s'explique par l'amortissement des immobilisations et des actifs incorporels.

TRAITEMENT FISCAL DES DISTRIBUTIONS

À des fins d'impôts au Canada, environ 41 % des distributions en espèces pour 2008 (ou 0,40992 \$ par part de fiducie) est considéré comme un revenu imposable d'une fiducie alors qu'environ 59 % (0,58968 \$ par part de fiducie) est considéré comme un retour du capital et n'est pas imposable immédiatement. Ce montant de retour de capital doit être utilisé pour réduire le prix de base rajusté des parts de fiducie lorsqu'elles sont vendues. Le Fonds recommande à ses porteurs de parts de fiducie 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

Pour l'année 2008, le gestionnaire a reçu la somme totale de 2,2 M\$ pour divers services rendus au Fonds (1,8 M\$ en 2007). Cette somme se compose de 0,94 M\$ pour des services de gestion (0,89 M\$ en 2007); de 0,25 M\$ pour des services rendus lors de l'Acquisition des Parcs Éoliens et pour l'acquisition d'IHI comparativement à un montant de 0,40 M\$ en 2007 pour des frais relatifs à l'étude d'acquisitions non complétées; de 0,11 M\$ pour des services additionnels (0,11 M\$ en 2007); de 0,74 M\$ en honoraires incitatifs (0,33 M\$ en 2007); de 0,11 M\$ en services d'administration (0,11 M\$ en 2007) et de 0,06 M\$ pour des services rendus aux opérateurs des parcs éoliens de BDS et d'AAV (néant en 2007).

IHI

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, société en commandite (« Holding Innergex, S.E.C. ») dans Innergex S.E.C. Avant l'acquisition d'IHI par le Fonds, le 29 mai 2008 et 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. étaient en droit de se partager une commission de garantie payable trimestriellement. Cette commission équivalait à 10 % du capital et de l'intérêt annuels qu'IHI remboursait sur le prêt d'IHI relativement à la centrale Chaudière (exception faite toutefois d'une tranche de 3 000 000 \$ de prêts d'IHI relativement à la centrale Chaudière qui n'était pas visée par la commission de garantie). Les revenus attribuables à la commission de garantie, inclus dans les produits d'exploitation bruts, se sont chiffrés à 149 953 \$ durant l'exercice ayant pris fin le 31 décembre 2008 (363 934 \$ en 2007).

ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

Les événements suivants se sont produits au cours des années 2008 et 2007 :

a) Acquisition d'IHI

Le 29 mai 2008, le Fonds a indirectement acquis 100 % des actions d'IHI au coût de 14 481 924 \$ incluant une augmentation de 50 000 \$ pour tenir compte des frais d'acquisition plus élevés et révisés à 373 750 \$. Le tout a été financé par emprunt bancaire.

Le principal actif d'IHI consiste en une participation de 24,9 % dans Holding Innergex, S.E.C. La Fiducie d'exploitation détenait déjà l'autre 75,1 % de Holding Innergex S.E.C. qui était consolidé à 100 % à même les états financiers du Fonds avec une participation minoritaire en contrepartie. Holding Innergex S.E.C. détient une participation de 90 % dans Innergex S.E.C.

L'acquisition d'IHI est comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple en date du 29 mai 2008. Les résultats d'IHI ont été consolidés avec les résultats du Fonds depuis la date d'acquisition. Dans le cadre de l'allocation du prix d'acquisition, la participation minoritaire représentant la participation d'IHI dans Holding Innergex S.E.C. a été éliminée. De plus, la portion acquise des actifs qui sont déjà consolidés a été réévaluée à sa juste valeur à la date d'acquisition et les impôts sur le revenu afférents aux actifs acquis ont été reconnus.

Au cours du quatrième trimestre de 2008, une modification de la ventilation du prix d'acquisition d'IHI a été apportée. Le fonds de roulement net a été diminué de 1 272 111 \$ tandis que l'écart d'acquisition et le passif d'impôt futur ont été diminués respectivement de 4 113 554 \$ et de 5 435 665 \$.

Le prix d'acquisition total d'IHI a été préliminairement alloué comme suit :

Allocation du prix d'acquisition d'IHI	
Fonds de roulement net	(900 002) \$
Immobilisations	7 188 376
Écart d'acquisition	8 905 029
Participation minoritaire	15 318 747
Passif d'impôts futurs (incluant une portion de passif à court terme de 732 977 \$)	(16 030 226)
	14 481 924 \$

Compensation des prêts d'IHI

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. Ces prêts étant maintenant entre des filiales du Fonds, ils sont éliminés lors de la consolidation. Jusqu'à son acquisition par le Fonds, le montant des prêts payables par IHI à la Fiducie d'exploitation était compensé avec la participation d'IHI dans Holding Innergex S.E.C. qui était traitée comme une dette envers IHI.

b) Acquisition des Parcs Éoliens

Le Fonds a émis, le 6 décembre 2007, 4 724 409 parts de fiducie au prix de 13,06 \$ chacune pour un montant de 61 700 782 \$ en paiement pour l'Acquisition des Parcs Éoliens. Le Fonds a encouru des frais d'émission de 89 876 \$. Le Fonds a utilisé le produit d'un emprunt à long terme de 3 200 000 \$ pour investir 2 200 000 \$ dans le compte de réserve hydrologique / éolienne.

Le coût total d'Acquisition des Parcs Éoliens est le suivant:

Émission de 4 724 409 parts au prix de 13,06 \$	61 700 782	\$
Frais d'acquisition déboursés	551 000	
	62 251 782	\$

L'Acquisition des Parcs Éoliens est comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple le 6 décembre 2007. Les résultats des participations de 38 % dans les parcs éoliens de BDS et d'AAV ont été consolidés avec les résultats du Fonds depuis la date d'acquisition.

Au cours de l'année 2008, une modification de la ventilation du prix d'Acquisition des Parcs Éoliens a été apportée. Le Fonds a révisé la ventilation du prix d'acquisition et a effectué des ajustements liés à son acquisition. Ceci a donné lieu à une augmentation des immobilisations de 282 621 \$, une augmentation des passifs d'impôts futurs de 842 985 \$ et une diminution des actifs incorporels de 294 636 \$.

De plus, les créiteurs et charges à payer ont augmenté de 662 621 \$, les débiteurs ont augmenté de 380 000 \$, alors que les notes ne portant pas d'intérêts et remboursables sur demande payables au vendeur, Innergex II Fonds de revenu, une filiale du gestionnaire, ont diminué de 1 137 621 \$. Cela a réduit le solde des notes remboursables de 14 008 567 \$ à 12 870 946 \$. Le solde a été payé au cours des deuxième et troisième trimestres de 2008 (11 590 000 \$ et 1 280 946 \$, respectivement) principalement lors de l'encaissement du remboursement à recevoir pour immobilisations et des taxes de vente recouvrables.

Le prix d'Acquisition des Parcs Éoliens a été alloué comme suit :

Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 406 650	\$
Fonds de roulement net	(996 650)	
Immobilisations	132 082 582	
Actifs incorporels	54 911 147	
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(826 727)	
Instruments financiers dérivés à long terme	(1 015 247)	
Dette à long terme	(108 028 464)	
Passif d'impôts futurs	(17 281 509)	
	62 251 782	\$

Les flux de trésorerie liés à l'Acquisition des Parcs Éoliens étaient les suivants :

Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	3 406 650	\$
Frais d'acquisition déboursés	(551 000)	
	2 855 650	\$

Le fonds de roulement net assumé le 6 décembre 2007 comprenait un montant de 2 841 350 \$ pour des immobilisations impayées.

MODIFICATION DES CONVENTIONS COMPTABLES

a) Modifications apportées en 2008 :

Le chapitre 1535 du Manuel de l'ICCA, *Informations à fournir concernant le capital*, exige de la part d'une entité qu'elle fournisse des informations propres à permettre aux utilisateurs de ses états financiers d'évaluer ses objectifs, politiques et procédures de gestion de son capital. Ce chapitre s'applique aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2007. L'application de ce chapitre a nécessité la présentation d'informations supplémentaires à la note 22 des états financiers.

Le chapitre 3031 du Manuel de l'ICCA, *Stocks*, établit des normes pour l'évaluation des stocks. L'adoption de ces recommandations à compter du 1er janvier 2008 n'a nécessité aucun ajustement au solde d'ouverture du déficit mais a requis une reclassification des autres actifs à court-terme aux immobilisations pour un montant de 535 057 \$. L'amortissement annuel s'en trouve augmenté de 13 279 \$.

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

Le chapitre 3064 du Manuel de l'ICCA, *Écarts d'acquisition et actifs incorporels*, remplace le chapitre 3062, *Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels*, et le chapitre 3450, *Frais de recherche et de développement*. Diverses modifications ayant trait à l'uniformisation ont été apportées à d'autres chapitres du *Manuel de l'ICCA*. Le nouveau chapitre, publié en février 2008, s'appliquera aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2008. Par conséquent, le Fonds adoptera la nouvelle norme pour son exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2009. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicable aux écarts d'acquisition après leur comptabilisation initiales et aux actifs incorporels des entreprises à but lucratif. Les normes relatives aux écarts d'acquisition sont inchangées par rapport aux normes incluses dans l'ancien chapitre 3062. Le Fonds évalue actuellement l'incidence future de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

Le CPN-173 du Manuel de l'ICCA, *Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers*, précise que la méthode de calcul de la juste valeur des instruments financiers dérivés doit tenir compte du risque spécifique des contreparties. Le Fonds a déjà considéré l'effet du CPN-173 dans l'évaluation de ses instruments financiers dérivés pour l'année terminée le 31 décembre 2008.

c) Normes internationales d'information financière :

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les normes comptables suivies par les sociétés ouvertes au Canada convergeront vers les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). La date officielle de basculement des PCGR canadiens actuels aux IFRS vise les états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011. Le Fonds a débuté l'étude des éléments importants qui nécessiteront des ajustements lors de l'implantation des normes IFRS. À cet effet, un calendrier des étapes qui seront suivies par le Fonds a été élaboré pour respecter la date de basculement.

RISQUES ET INCERTITUDES

Le Fonds s'expose à divers risques d'entreprise et a décrit ci-dessous ceux qu'il considère importants. La *Notice annuelle* du Fonds contient davantage d'information quant aux risques et incertitudes auxquels le Fonds est exposé. 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.

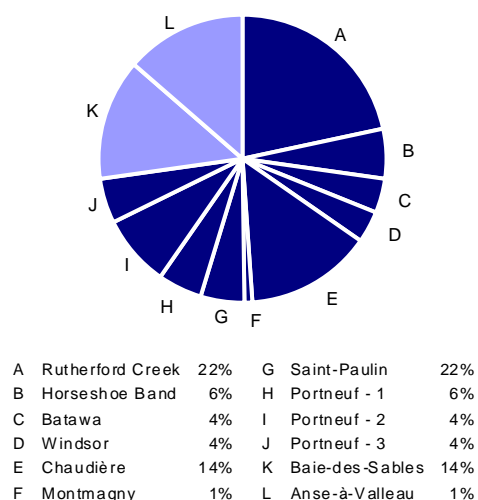
Risques liés aux opérations

Les risques les plus importants liés aux opérations sont la performance d'une centrale ou d'un parc éolien et le bris d'équipement. Les revenus générés par les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens du Fonds dépendent de la quantité d'énergie électrique produite par ces centrales et ces parcs éoliens et ils déterminent principalement l'encaisse distribuable qui sera versée aux porteurs de parts du Fonds. De tels risques sont minimisés par la grande qualité des centrales et des parcs éoliens, les programmes d'entretien appropriés qui assurent le fonctionnement des centrales et des parcs éoliens 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 des comptes de réserve pour réparations majeures, lesquels serviront à financer au besoin des réparations importantes afin de maintenir la capacité de production de ses centrales hydroélectriques et de ses parcs éoliens.

Risques liés à l'hydrologie et au régime de vent

La quantité d'énergie générée par les centrales et les parcs éoliens dépend habituellement des débits d'eau disponibles et du régime de vent. Des débits d'eau ou des conditions de vent 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 le Fonds possède des centrales hydroélectriques localisées sur huit bassins versants différents et de deux parcs éoliens, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de revenus. De plus, le Fonds détient des comptes de réserve hydrologique/éolienne desquels il pourrait retirer des sommes pour compenser les situations où l'hydrologie ou le régime de vent serait moins favorable au cours d'une période donnée. Finalement, le CAÉ du Fonds relatif aux centrales hydroélectriques de Portneuf contribue à atténuer une 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 lorsque les centrales sont disponibles pour la production. Les centrales hydroélectriques de Portneuf représentent environ 18 % de la production anticipée pour 2009 du Fonds.

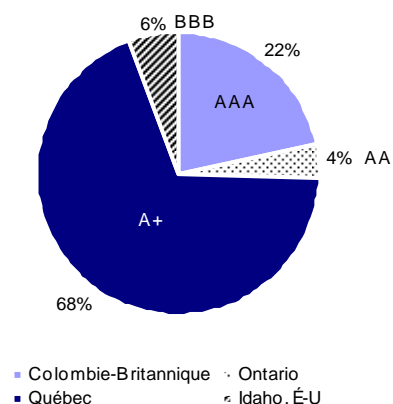
Production annuelle estimée par installation



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 : AAA) 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.

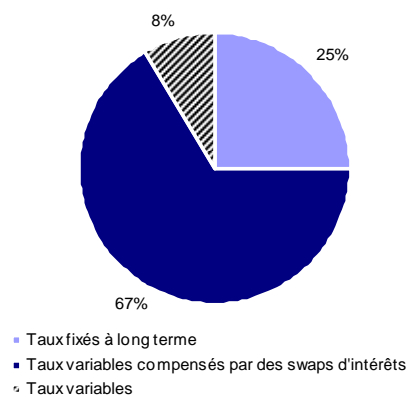
Production annuelle estimée par qualité de crédit actuelle



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 en concluant des transactions de couverture des taux d'intérêts ou « swaps », en vendant des contrats à terme sur obligations ou en fixant les taux d'intérêt à long terme avec d'importantes institutions financières.

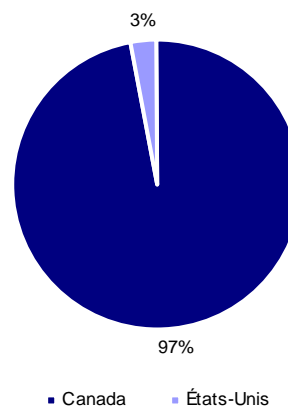
Répartition de la dette à long terme au 31 décembre 2008



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 représentait 3 % en 2008 et moins de 4 % du bénéfice d'exploitation total du Fonds estimé en 2009. 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 \$.

Répartition géographique du bénéfice d'exploitation



Convention de séparation

À titre de propriétaire indivis de 38 % des parcs éoliens de Baie-des-Sables et d'Anse-à-Valleau, le Fonds est indirectement partie à une convention de séparation qui définit la procédure à suivre si un des propriétaires demandait la séparation de tous les projets éoliens détenus en copropriété par eux. Après l'achèvement complet de ces deux projets, la convention de séparation permet à l'un ou l'autre des copropriétaires, du 31^{ième} au 60^{ième} jour suivant la date de l'achèvement complet du second projet (soit le parc éolien de L'Anse-à-Valleau) de demander la séparation de tous les projets éoliens détenus en copropriété indivise. La date d'achèvement complet du parc éolien d'AAV reste à déterminer. Le Fonds ne peut déclencher l'application de la convention de séparation sans l'accord du gestionnaire. Si une demande de séparation est présentée, le parc éolien ayant la valeur marchande la moins élevée des parcs éoliens de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau sera attribué au Fonds. Les parties se verseraient alors mutuellement une compensation sur la différence.

Traitement fiscal des distributions

La capacité du Fonds à effectuer des distributions en espèces dépend du traitement fiscal des fiducies de fonds communs de placement. Il n'y a aucune certitude que la législation fiscale fédérale canadienne ou l'interprétation de celle-ci concernant le traitement des fiducies de fonds commun de placement ne sera pas modifiée d'une manière défavorable pour les porteurs de parts. Les modifications à la loi adoptées au deuxième trimestre de 2007 par le gouvernement du Canada sur l'imposition des fiducies prévoient la mise en place d'un impôt équivalent à celui des sociétés par actions et l'imposition des distributions à titre de dividendes imposables. Selon ces modifications, le Fonds serait redevable d'un impôt appliqué à son revenu imposable gagné après le 31 décembre 2010. Conséquemment, un passif d'impôts futurs supplémentaire de 46,9 M\$, calculé sur la durée de vie restante des éléments d'actifs, a été enregistré dans les états financiers du Fonds au deuxième trimestre de 2007, moment où la loi a été adoptée. L'enregistrement de cette provision pour impôts futurs n'a aucun impact sur l'encaisse distribuable du Fonds, ni sur la distribution aux porteurs de parts ou sur les liquidités du Fonds d'ici 2011 et est non récurrent.

Modifications apportées aux lois, aux régimes réglementaires et aux permis

La rentabilité des installations dépendra en partie d'une réglementation favorable aux opérations poursuivies. 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.

Conversion en une structure de société par actions

Compte tenu de ses objectifs stratégiques, il pourrait être dans l'intérêt immédiat du Fonds de convertir sa structure actuelle en une structure de société par actions et ce, sans impact fiscal immédiat, s'il y procède au plus tard le 31 décembre 2012. La conversion en société par actions du Fonds pourrait influencer sur la valeur marchande de ses unités. Par ailleurs, dans la mesure où plusieurs fiducies de revenus choisiraient de se convertir en société par actions, l'intérêt des investisseurs pour la structure des fiducies de revenu pourrait s'en trouver affecté. Encore une fois, ceci pourrait influencer la valeur marchande des unités du Fonds.

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.

INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE

Renseignements financiers trimestriels (non-vérifiés)				
Pour les périodes de trois mois terminée le :				
	2008			
(en millions de dollars, sauf si indication contraire)	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Production d'électricité (MWh)	220 299	236 778	244 378	160 939
Produits d'exploitation bruts	14,7	15,4	15,8	13,6
BAIIA	11,0	12,5	12,8	10,9
(Perte nette) bénéfice net	(13,8) ^a	3,8	7,5	(0,8)
(Perte nette) bénéfice net (\$/part)	(0,47) ^a	0,13	0,26	(0,03)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	7,1	11,1	6,7	7,5
Variation du fonds de roulement	(0,3)	(1,8)	3,7	(1,3)
Remboursement de la dette à long terme	(0,6)	(0,6)	(1,1)	(1,1)
Encaisse distribuable brute	6,0	8,7	9,2	5,1
Dédommagement obtenu pour le remplacement futur d'immobilisations	-	(0,6)	-	-
Excédents prélevés de la réserve hydrologique / éolienne	0,2	-	-	-
Fonds prélevés de la réserve pour réparations majeures	0,2	-	-	-
Fonds nets prélevés de (investis dans) la réserve pour nivellement	0,6	0,4	(0,7)	0,6
Investissements dans la réserve pour réparations majeures	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)
Encaisse distribuable nette	6,8	8,2	8,3	5,4
Encaisse distribuable nette (\$/part)	0,233	0,278	0,282	0,185
Distributions déclarées	7,3	7,3	7,3	7,3
Distributions déclarées (\$/part)	0,250	0,250	0,250	0,250
Ratio de distribution	107 %	90 %	89 %	135 %

^a En excluant la perte de change non réalisée de 0,3 M\$, la perte non-réalisée sur instruments financiers dérivés de 19,5 M\$ et le recouvrement d'impôts futurs afférant de 2,6 M\$, le bénéfice net aurait été de 3,4 M\$ lors du quatrième trimestre de 2008 ou de 0,11 \$ par part de fiducie.

Renseignements financiers trimestriels (non-vérifiés)				2007
Pour les périodes de trois mois terminée le :				
(en millions de dollars, sauf si indication contraire)	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Production d'électricité (MWh)	153 602	167 988	201 411	85 508
Produits d'exploitation bruts	10,6	10,4	12,2	7,1
BAIIA	8,1	8,3	9,7	5,2
Bénéfice net (perte nette)	8,7	3,5	(41,5) ^b	0,9
Bénéfice net (perte nette) (\$/part)	0,33	0,14	(1,68)	0,04
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	8,9	6,7	7,1	3,5
Variation du fonds de roulement	(2,7)	(0,2)	1,0	0,3
Remboursement de la dette à long terme	(0,6)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Encaisse distribuable brute	5,5	6,3	8,0	3,7
Fonds nets prélevés de (investis dans) la réserve pour nivellement	0,6	0,5	(1,1)	0,8
Investissements dans la réserve pour réparations majeures	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Encaisse distribuable nette	6,0	6,6	6,7	4,4
Encaisse distribuable nette (\$/part)	0,231	0,268	0,273	0,176
Distributions déclarées	6,3	6,0	6,0	6,0
Distributions déclarées (\$/part)	0,241	0,241	0,241	0,241
Ratio de distribution	105 %	90 %	88 %	137 %

^b Compte tenu de l'adoption du projet de loi C-52 du gouvernement du Canada concernant l'imposition des fiducies en juin 2007, une provision pour impôts futurs de 46,9 M\$ a été enregistré. L'enregistrement de cette provision pour impôts futurs n'a eu aucune incidence sur l'encaisse distribuable du Fonds, ni sur la distribution aux porteurs de parts ou sur les liquidités du Fonds et est non récurrent.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Pour le trimestre, la production totale du Fonds s'est élevé à 220 299 MWh, soit 43 % de plus qu'en 2007 et 9 % de plus que la moyenne à long terme.

Cette croissance s'explique principalement par des conditions hydrologiques et éoliennes favorables et par la participation des parcs éoliens de BDS et d'AAV pour le trimestre complet alors qu'ils n'avaient contribué que pour une période de 26 jours en 2007. Pour le quatrième trimestre, les produits d'exploitation bruts ont cru de 38 % pour atteindre 14,7 M\$ comparativement à 10,6 M\$ en 2007. Cette hausse s'explique par une production plus élevée mais partiellement compensée par un taux moyen des tarifs d'électricité plus faible de 3 % comparativement à l'an dernier. Les tarifs moyens plus faibles sont dus au fait que les centrales Saint-Paulin et Chaudière ont produit plus que l'électricité maximale contractuelle et ont donc reçu une rémunération moindre que le taux régulier pour la production excédentaire. Lors du trimestre correspondant de 2007, l'électricité produite avait été rémunérée aux taux réguliers. Toutefois, l'ajout de deux parcs éoliens qui vendent l'électricité à un tarif moyen plus élevé que celui des centrales hydroélectriques a eu un impact positif sur le tarif moyen total.

Les charges d'exploitation et les frais généraux et d'administration ont cru en 2008 par rapport aux niveaux de 2007. En effet, ils sont passées de 1,9 M\$ à 2,9 M\$ et de 0,66 M\$ à 0,73 M\$, respectivement. Ces hausses sont principalement dues à l'ajout des parcs éoliens de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau et à des travaux effectués à la centrale Horseshoe Bend, mais non capitalisés.

Pour les raisons susmentionnées, le BAIIA du trimestre a atteint la somme de 11,0 M\$, soit 36 % de plus que le BAIIA de 2007 qui était de 8,1 M\$. L'endettement pris en charge lors de l'Acquisition des Parcs Éoliens et de l'acquisition d'IHI a généré des frais d'intérêts supérieurs de 54 % comparativement à l'an dernier. Ces frais d'intérêt ont totalisé 3,3 M\$ en 2008 comparativement à 2,1 M\$ en 2007. Ces acquisitions expliquent aussi la hausse de la charge d'amortissement qui est passée de 3,7 M\$ en 2007 à 5,2 M\$ en 2008. Le 14 décembre 2007, une diminution des taux d'impôts fédéraux applicables aux années 2008 et suivantes a été adoptée, résultant en une diminution des impôts futurs de 6,8 M\$. Depuis l'acquisition d'IHI le 29 mai 2008, il n'y a plus de bénéfice net alloué à la participation minoritaire. Il était de 0,5 M\$ en 2007. La perte nette pour la période de trois mois s'est élevée à 13,8 M\$ (perte nette de 0,47 \$ par part) par rapport au bénéfice net de 2007 qui était de 8,7 M\$ (0,33 \$ par part). Cette perte provient essentiellement de la perte non réalisée sur instruments financiers dérivés de 19,5 M\$ enregistrée au cours de ce quatrième trimestre de 2008 (perte non-réalisée de 0,04 M\$ en 2007). Cette perte non-réalisée découle de la baisse généralisée des taux d'intérêts de référence lors des trois derniers mois de l'année 2008.

L'encaisse distribuable brute était de 6,0 M\$ comparativement à 5,5 M\$ en 2007, soit une hausse de 10 %. Tel que prévu, le Fonds a prélevé 0,6 M\$ de sa réserve de nivellement en 2008. Il a également prélevé un excédent de 0,2 M\$ de sa réserve hydrologique / éolienne. Finalement, l'impact de l'investissement de 0,2 M\$ dans sa réserve pour réparations majeures a été annulé par un prélèvement 0,2 M\$ à même cette dernière. En 2007, le Fonds avait prélevé 0,7 M\$ de sa réserve de nivellement et investi 0,1 M\$ dans sa réserve pour réparations majeures. L'encaisse distribuable nette pour le trimestre s'est donc élevée à 6,8 M\$ comparativement à 6,0 M\$ pour le même trimestre en 2007.

Pour le quatrième trimestre de 2008, le Fonds a déclaré des distributions pour un montant de 7,3 M\$. Ce montant représente 16 % de plus que la distribution déclarée de 6,3 M\$ au quatrième trimestre de 2007, en raison de l'émission privée de 4 724 409 parts de fiducie pour financer l'Acquisition des Parcs Éoliens. Les distributions déclarées par part ont été de 0,250 \$ en 2008, en hausse de 4 % par rapport aux distributions déclarées de 0,241 \$ en 2007. Le ratio de distribution du quatrième trimestre de 2008 s'est établi à 107 % comparativement à 105 % en 2007. Durant le trimestre, le Fonds a utilisé un montant de 0,5 M\$ de trésorerie afin de bonifier l'encaisse distribuable nette et effectuer les distributions mensuelles alors qu'il avait utilisé 0,3 M\$ en 2007.

Au 31 décembre 2008, 29 404 276 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 permettraient d'augmenter l'encaisse distribuable et diversifier sa base d'actifs. 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 à long terme annuelle.

CRISE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

Le Fonds considère que la crise actuelle ne devrait pas influencer la performance de ses opérations et sa structure de capital. En effet, le Fonds bénéficie de CAÉ à long terme avec des services publics majeurs dont la durée moyenne pondérée restante est de 15,4 années. Ces services publics bénéficient de cotes de crédit qui varient de BBB à AAA selon Standard & Poors. De plus, ils bénéficient tous (à l'exception de Idaho Power Company) du soutien de leur gouvernement provincial respectif (Québec, Ontario et Colombie-Britannique) qui garantit la majeure partie de leur endettement respectif.

Du point de vue de sa structure de capital, le Fonds dispose des facilités de crédit et des emprunts nécessaires à la bonne marche de ses opérations et ne fait face à aucune échéance de crédit avant mai 2013. Il dispose également d'une facilité de crédit bancaire de 10,0 M\$ échéant en mai 2013 dont 9,2 M\$ était disponible au 31 décembre 2008. Finalement, en date de fin d'année 2008, le Fonds disposait de trésorerie et équivalents de trésorerie de 8,6 M\$ et de comptes de réserves totalisant 15,1 M\$.

Le Fonds possède également un ensemble de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens récents dont l'âge moyen n'est que de six ans et qui ont une durée de vie utile initiale qui varie de 25 à 50 ans.