

Bâtir un avenir vert

Deuxième trimestre 2008

États financiers consolidés

(Non vérifiés)

États consolidés des résultats et du résultat étendu et du déficit	Période de trois mois terminée le 30 juin 2008	Période de trois mois terminée le 30 juin 2007	Période de six mois terminée le 30 juin 2008	Période de six mois terminée le 30 juin 2007
	\$	\$	\$	\$
Produits				
Exploitation	883 495	-	1 595 210	-
Frais de gestion	547 234	1 714 029	1 141 009	3 504 563
Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable	993 571	-	658 657	-
	2 424 300	1 714 029	3 394 876	3 504 563
Charges				
Frais d'exploitation	(15 277)	-	261 516	-
Frais généraux et administratifs	1 755 478	1 577 221	3 254 768	3 251 721
	1 740 201	1 577 221	3 516 284	3 251 721
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	684 099	136 808	(121 408)	252 842
Amortissement	367 992	51 560	740 917	103 120
Intérêts sur l'emprunt bancaire	-	-	15 606	-
Intérêts sur la dette à long terme	209 135	18 871	448 879	23 803
(Gain) perte sur instruments financiers dérivés	(3 436 400)	-	2 635 927	-
Autres (produits) et charges	(189 706)	6 847	(471 063)	6 747
Radiation de frais de développement liés aux projets	1 553 577	-	1 603 339	-
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	2 179 501	59 530	(5 095 013)	119 172
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	641	21 043	1 956	42 087
Futurs (recouvrement)	605 467	(19 344)	(1 196 285)	(21 052)
	606 108	1 699	(1 194 329)	21 035
Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu	1 573 393	57 831	(3 900 684)	98 137
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	23 500 000	1 942 001	23 500 000	1 752 116
Bénéfice net (perte nette) par action, de base	0,07	0,03	(0,17)	0,06
Nombre d'actions en circulation, après dilution	23 500 000	1 942 001	23 500 000	1 752 116
Bénéfice net (perte nette) par action, après dilution	0,07	0,03	(0,17)	0,06
(Déficit) bénéfices non répartis au début	(3 880 743)	1 843 141	1 593 334	1 802 835
Bénéfice net (perte nette)	1 573 393	57 831	(3 900 684)	98 137
(Déficit) bénéfices non répartis à la fin	(2 307 350)	1 900 972	(2 307 350)	1 900 972

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés non vérifiés.

États financiers consolidés

(Non vérifiés)

	30 juin 2008	31 décembre 2007
Bilans consolidés		
	\$	\$
Actif		(Véifié)
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	20 528 407	34 690 837
Débiteurs	6 927 339	19 576 093
Charges payées d'avance et autres	474 276	328 756
	27 930 022	54 595 686
Immobilisations corporelles	136 316 420	111 423 328
Actifs incorporels	40 687 808	40 832 760
Frais de développement liés aux projets	38 315 106	37 335 586
Placement dans une entité sous influence notable	61 441 610	63 144 213
Impôts futurs	4 295 127	3 214 616
Écart d'acquisition	31 874 198	30 552 578
Autres actifs à long terme	2 581 288	2 160 740
	343 441 579	343 259 507
Passif		
Passif à court terme		
Emprunt bancaire	-	2 000 000
Créditeurs et charges à payer	6 964 534	14 824 342
Instruments financiers dérivés (note 9)	7 643 484	3 501 225
	14 608 018	20 325 567
Retenues de garantie au titre de la construction	3 045 714	1 989 626
Instruments financiers dérivés (note 9)	-	1 455 974
Dette à long terme (note 5)	89 526 000	81 135 000
Impôts futurs	8 179 739	7 816 862
Part des actionnaires sans contrôle	5 000	5 000
	115 364 471	112 728 029
Capitaux propres		
Capital-actions (note 6)	229 472 343	228 807 842
Surplus d'apport	912 115	130 302
(Déficit) bénéfiques non répartis	(2 307 350)	1 593 334
	228 077 108	230 531 478
	343 441 579	343 259 507

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés non vérifiés.

États financiers consolidés
(Non vérifiés)

États consolidés des flux de trésorerie	Période de trois mois terminée le 30 juin 2008	Période de trois mois terminée le 30 juin 2007	Période de six mois terminée le 30 juin 2008	Période de six mois terminée le 30 juin 2007
	\$	\$	\$	\$
Activités d'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	1 573 393	57 831	(3 900 684)	98 137
Éléments sans effet sur la trésorerie:				
Amortissement des immobilisations corporelles	281 538	51 560	568 008	103 120
Amortissement des actifs incorporels	86 454	-	172 909	-
Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable	(993 571)	-	(658 657)	-
Rémunération à base d'actions	390 906	-	781 813	-
(Gain) perte non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés	(3 436 400)	-	2 635 927	-
Radiation de frais de développement liés aux projets	1 553 577	-	1 603 339	-
(Gain) perte à la cession d'immobilisations corporelles	-	6 847	(300)	6 747
Impôts futurs	605 467	(19 344)	(1 196 285)	(21 052)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation (note 8)	12 163 600	136 052	6 672 374	(286 218)
	12 224 964	232 946	6 678 444	(99 266)
Activités de financement				
Augmentation des retenues de garantie au titre de la construction	625 461	-	1 056 088	-
Remboursement de l'emprunt bancaire	-	-	(2 000 000)	-
Émission au titre de la dette à long terme	2 401 000	-	8 391 000	-
Émission de capital-actions	-	-	-	2 424
	3 026 461	-	7 447 088	2 424
Activités d'investissement				
Distributions reçues sur un placement dans une entité sous influence notable	1 180 630	-	2 361 260	-
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(17 668 088)	(60 940)	(27 226 458)	(107 165)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(1 585 803)	-	(3 024 917)	-
Ajouts aux autres actifs à long terme	(276 196)	-	(398 147)	-
Produit de la cession d'immobilisations corporelles	-	870	300	970
	(18 349 457)	(60 070)	(28 287 962)	(106 195)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(3 098 032)	172 876	(14 162 430)	(203 037)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	23 626 439	147 594	34 690 837	523 507
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	20 528 407	320 470	20 528 407	320 470
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés de :</i>				
Encaisse	3 451 277	320 470	3 451 277	320 470
Placements à court terme	17 077 130	-	17 077 130	-
	20 528 407	320 470	20 528 407	320 470

Des renseignements supplémentaires aux états consolidés des flux de trésorerie sont présentés à la note 8.

Voir les notes complémentaires aux états financiers consolidés non vérifiés.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Périodes de trois mois et six mois terminées le 30 juin 2008

(Non vérifiés)

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (la « société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la Loi sur les sociétés par actions (Canada). La société fournissait des services de gestion et d'administration jusqu'au moment de son premier appel public à l'épargne, qui a eu lieu le 6 décembre 2007. La société est une entreprise indépendante de gestion, de développement et d'exploitation d'installations de production d'énergie renouvelable, axée principalement sur les secteurs de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne. Le 25 octobre 2007, la société a changé de raison sociale, passant de Innergex Management Inc. à Innergex énergie renouvelable inc.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés et les notes complémentaires (les « états financiers ») ont été préparés par la direction, en conformité avec les principes comptables généralement reconnus au Canada (« PCGR ») et comprennent les comptes de la société et de ses filiales, ainsi que ceux de l'entité à détenteurs de droits variables de laquelle la société est le principal bénéficiaire et les comptes de coentreprises jusqu'à concurrence de la quote-part de leurs actifs, passifs, produits et charges respectifs revenant à la société. Ces états financiers n'incluent pas toutes les divulgations requises selon les PCGR pour les états financiers annuels et, par conséquent, ils devraient être lus conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés et les notes complémentaires qui sont inclus dans le dernier rapport annuel de la société.

Les produits de la société varient selon les saisons, et par conséquent, les résultats intermédiaires ne devraient pas être extrapolés sur une année complète. Les présents états financiers n'ont pas fait l'objet d'une vérification ou révision de la part de nos vérificateurs externes.

Les présents états financiers ont été préparés conformément aux mêmes principes comptables et méthodes d'application décrits dans le dernier rapport annuel de la société, à l'exception des nouvelles conventions adoptées à compter du 1^{er} janvier 2008 et décrites ci-dessous.

Le chapitre 1535 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Informations à fournir concernant le capital*, requiert une entité à fournir les informations propres à permettre aux utilisateurs de ses états financiers d'évaluer ses objectifs, politiques et procédures de gestion de son capital. Ce chapitre s'applique aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007. L'application de ce chapitre exige la présentation d'informations supplémentaires qui sont présentées à la note 3.

Modification de convention comptable future :

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les entreprises ayant une obligation de rendre des comptes au Canada seront tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). À compter du 1^{er} janvier 2011, les sociétés doivent passer des PCGR aux IFRS. La société appliquera les IFRS à partir du premier trimestre de 2011. La société a commencé à élaborer des plans visant l'application des nouvelles normes. Pour le moment la société ne peut raisonnablement estimer l'incidence de l'adoption des IFRS sur ses états financiers consolidés.

3. INFORMATIONS À FOURNIR CONCERNANT LE CAPITAL

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

Le capital de la société est composé de trésorerie et équivalent de trésorerie, d'emprunt bancaire, de dette à long terme et des capitaux propres.

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

La société et ses filiales ont respecté les conditions financières et non financières, liées à leurs conventions de crédit, exception faite de la situation exposée à la note 5.

Les objectifs de gestion de capital de la société, ainsi que les politiques et procédures sont demeurées inchangées depuis la dernière période.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Périodes de trois mois et six mois terminées le 30 juin 2008

(Non vérifiés)

4. EMPRUNT BANCAIRE

Une filiale de la société dispose d'une marge de crédit d'un montant maximal de 20 M\$, garantie par une hypothèque sur l'universalité ses placements et ses débiteurs, excluant des actifs déjà donnés en garantie selon les termes d'autres dettes à long terme bénéficiant de sûretés. La facilité de crédit est renégociable chaque année et porte intérêt au taux préférentiel majoré d'une marge. Le 30 juin 2008, une tranche de 6,8 M\$ de cette marge de crédit a servi à garantir des lettres de crédit et une tranche de 6,2 M\$ a été utilisée pour garantir des contrats à terme sur obligations. Au 30 juin 2008, la partie inutilisée et disponible de la facilité de crédit bancaire s'élevait à 7,0 M\$. L'emprunt bancaire comprend des clauses financières et non financières qui peuvent limiter l'utilisation des flux de trésorerie de l'emprunteur.

5. DETTE À LONG TERME

Une portion de 17 M\$ de la dette à long terme a trait à Glen Miller Power, Limited Partnership. En vertu des termes du contrat de financement aucun remboursement de principal n'était exigible jusqu'à ce qu'un seuil financier soit atteint. Au premier trimestre de 2008, ce seuil a été atteint et, par conséquent, les remboursements de principal commenceront dès que la société se sera entendue avec le prêteur sur un calendrier de remboursement approprié. Voir la note 13 pour de plus amples renseignements.

Le financement de la construction du projet hydroélectrique d'Ashlu Creek comporte des dispositions relatives à la date de mise en service prévue et des exigences de financement par capitaux propres. La société travaille avec les prêteurs afin de tenir compte dans la convention de crédit de la nouvelle date prévue pour la mise en service (appuyée par BC Hydro) et des capitaux propres additionnels investis par la société au cours du trimestre.

6. CAPITAL-ACTIONS

Au deuxième trimestre de 2008, les frais d'émission comptabilisés dans le cadre du premier appel public à l'épargne ont été réduits de 664 501 \$ (déduction faite de 294 652 \$ d'impôts sur les bénéfices). Cela s'est soldé par une augmentation du capital-actions.

7. ACQUISITION D'ENTREPRISE

Au deuxième trimestre de 2008, la répartition du prix d'acquisition d'Innergex II, Fonds de revenu a été modifiée. La société a révisé la répartition et effectuée certains ajustements. Le fonds de roulement net a diminué 1 137 621 \$ à la suite d'une réduction des effets à recevoir sans intérêt d'une entité sous influence notable. L'écart d'acquisition et le passif d'impôts futurs ont été augmentés de 1 321 620 \$ et de 183 999 \$, respectivement.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Périodes de trois mois et six mois terminées le 30 juin 2008

(Non vérifiés)

8. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES LIÉS AUX ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	Période de trois mois terminée le 30 juin 2008	Période de trois mois terminée le 30 juin 2007	Période de six mois terminée le 30 juin 2008	Période de six mois terminée le 30 juin 2007
	\$	\$	\$	\$
Débiteurs	11 921 196	(590 567)	12 470 286	(1 381 309)
Charges payées d'avance et autres	(113 291)	8 806	(145 520)	(26 247)
Créditeurs et charges à payer	355 695	717 813	(5 652 392)	1 121 338
	12 163 600	136 052	6 672 374	(286 218)
<i>Renseignements supplémentaires</i>				
Intérêts payés	810 610	-	1 912 156	-
Impôts payés	5 950	19 356	166 898	116 123
<i>Opérations hors trésorerie</i>				
Réduction des frais d'émission	664 501	-	664 501	-
Immobilisations corporelles impayées	7 364 365	-	7 364 365	-
Frais de développement impayés	222 789	-	222 789	-

Au deuxième trimestre, les filiales d'Innergex Énergie, Fonds de revenu ont payé 11 590 000 \$ d'effets à recevoir inclus dans les débiteurs. Avec la réduction de 1 137 621 \$ décrite à la note 7, le solde d'effets à recevoir se situait à 1 280 946 \$.

9. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Au deuxième trimestre, les dates d'échéance de neuf contrats à terme sur obligations ont été reportés de juin 2008 à septembre 2008 et à janvier 2009. Les montants notionnels reportés à septembre 2008 se sont élevés à 110 M\$, tandis que les montants notionnels des contrats reportés à janvier 2009 ont totalisé 35 M\$. Le contrat de swap sur taux d'intérêt qui échoit en juin 2009 est maintenant présenté à titre de passif à court terme.

10. INFORMATION SECTORIELLE

La société compte deux secteurs isolables : a) la production hydroélectrique et b) l'aménagement et la gestion des emplacements.

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

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

Les secteurs isolables de la société mènent leurs affaires en utilisant différents moyens de production et en exerçant différents types d'activités gérés par différentes équipes, car chaque secteur nécessite des compétences distinctes.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Périodes de trois mois et six mois terminées le 30 juin 2008

(Non vérifiés)

10. INFORMATION SECTORIELLE (SUITE)

	Période de trois mois terminée le 30 juin 2008		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$
Produits provenant de clients externes	883 495	1 540 805	2 424 300
Frais d'exploitation	(15 277)	-	(15 277)
Bénéfice d'exploitation	898 772	1 540 805	2 439 577
Frais généraux et administratifs	2 834	1 752 644	1 755 478
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	895 938	(211 839)	684 099

	Période de six mois terminée le 30 juin 2008		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$
Produits provenant de clients externes	1 595 210	1 799 666	3 394 876
Frais d'exploitation	261 516	-	261 516
Bénéfice d'exploitation	1 333 694	1 799 666	3 133 360
Frais généraux et administratifs	9 083	3 245 685	3 254 768
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	1 324 611	(1 446 019)	(121 408)

Il n'y avait aucun secteur isolable au 30 juin 2007 étant donné que ces secteurs ont été acquis le 6 décembre 2007.

	Au 30 juin 2008		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$
Actifs à long terme	24 808 731	290 702 826	315 511 557
Écart d'acquisition	-	31 874 198	31 874 198
Total de l'actif	28 096 623	315 344 956	343 441 579

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Périodes de trois mois et six mois terminées le 30 juin 2008

(Non vérifiés)

	Au 31 décembre 2007		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$
Actifs à long terme	25 313 901	263 349 920	288 663 821
Écart d'acquisition	-	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	25 571 910	317 687 597	343 259 507

11. ENGAGEMENTS

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

12. CHIFFRES CORRESPONDANTS

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

13. ÉVÉNEMENTS SUBSÉQUENTS

Le 14 juillet 2008, la société et le prêteur de Glen Miller Power, Limited Partnership ont convenu d'un calendrier de remboursement pour la dette à long terme de 17\$ million. Par conséquent, des remboursements trimestriels du principal de 250 000 \$ seront effectués à compter du troisième trimestre de 2008 et se poursuivront jusqu'au remboursement complet.

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

Le présent rapport de gestion a été établi en date du 13 août 2008.

Le but du présent rapport de gestion est de fournir au lecteur une vue d'ensemble de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « société ») pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2008. Le présent rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés non vérifiés et les notes complémentaires des périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2008 et avec le rapport annuel 2007 de la société. Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »). Les résultats de la société sont exprimés en dollars canadiens. Afin de faciliter la lecture du présent rapport de gestion, certains montants ont été arrondis, ce qui pourrait toucher l'exactitude de certains calculs.

EFFICACITÉ DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

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

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision, un contrôle interne à l'égard de l'information financière pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR. Au cours de la dernière période, il n'y a pas eu de changements du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société qui ait eu, ou aurait pu avoir, une incidence importante sur le contrôle interne de la société.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les plans et les activités futurs de la société, le présent rapport de gestion peut contenir des énoncés prospectifs au sens des lois sur les valeurs mobilières. Ces énoncés prospectifs expriment, en date du présent rapport de gestion, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions de la société à l'égard d'événements ou de résultats futurs. Ces énoncés prospectifs sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que le rendement réel de la société pourrait différer sensiblement du rendement prévu exprimé de façon officielle ou implicite dans de tels énoncés prospectifs. Les risques et incertitudes importants qui pourraient faire en sorte que les résultats réels et les événements futurs s'écartent sensiblement des attentes actuelles exprimées sont examinés à la rubrique *Risques et incertitudes* du présent rapport de gestion, ainsi qu'à la rubrique *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Bien que la société estime que les attentes suscitées par ces énoncés prospectifs sont basées sur des concepts et des hypothèses pertinents et raisonnables, il existe un risque que ces énoncés prospectifs se révèlent inexacts. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs subséquents, qu'ils soient écrits ou verbaux, imputables à la société ou à une personne qui agit en son nom, sont expressément présentés sous réserve des présents avertissements. La société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser ces énoncés prospectifs pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

VUE D'ENSEMBLE

Généralités

La société (auparavant Innergex Management Inc.) a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu des lois du Canada, et le 6 décembre 2007, a réalisé son premier appel public à l'épargne (« PAPE »). La société est inscrite à la bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole INE.

La société est un promoteur et exploitant indépendant d'installations d'énergie renouvelable et offre des services de gestion et d'administration à Innergex Énergie, Fonds de revenu (TSX: IEF.UN) (le « Fonds ») en vertu d'ententes à long terme. Elle est l'une des sociétés les plus actives au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et concentre ses activités dans les projets hydroélectriques et éoliens qui bénéficient de faibles frais d'exploitation et de gestion, ainsi que d'une technologie simple et éprouvée. L'équipe de direction de la société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé, ou remis à neuf, et mis en service commercial par l'intermédiaire de diverses entreprises, onze centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 348 MW. La société détient i) une centrale hydroélectrique de 8 MW en opération; ii) neuf projets de production d'électricité d'une puissance installée nette cumulée de 293 MW (puissance installée totale de 565 MW) pour lesquels des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») ont été conclus avec des services publics. Parmi ces projets, trois sont actuellement au stade de la construction et pour les six autres, les travaux de construction devraient commencer au cours des cinq prochaines années. Les projets devraient être au stade de

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

la mise en service commercial entre 2008 et 2012; iii) plus de 1 400 MW (1 500 MW brute) de projets potentiels qui sont à différentes étapes de développement; et, iv) une participation directe de 16,1 % dans le Fonds.

Le tableau suivant présente les participations directes et indirectes de la société dans les installations en opération, les projets en développement avec CAÉ et les projets potentiels.

		INNERGEX Énergie renouvelable Renewable Energy			
		Conventions de gestion			
		Installations en opération	Projets en développement avec CAÉ	Projets potentiels	
		16,1 %	100 %		
		Innergex Énergie, Fonds de revenu			
Hydroélectricité <ul style="list-style-type: none"> • 100 % Rutherford Creek (49,9 MW) • 100 % Horseshoe Bend (9,5 MW) • 100 % Windsor (5,5 MW) • 100 % Batawa (5,0 MW) • 100 % Montmagny (2,1 MW) • 100 % Saint-Paulin (8,0 MW) • 100 % Chaudière (24,0 MW) • 100 % Portneuf-1 (8,0 MW) • 100 % Portneuf-2 (9,9 MW) • 100 % Portneuf-3 (8,0 MW) Éolien <ul style="list-style-type: none"> • 38 % Baie-des-Sables (109,5 MW) • 38 % Anse-à-Valleau (100,5 MW) 		Hydroélectricité <ul style="list-style-type: none"> • Glen Miller (8,0 MW) 	Hydroélectricité <ul style="list-style-type: none"> • 49 % Umbata Falls (23,0 MW) • 100 % Ashlu Creek (49,9 MW) • 100 % Matawin (15,0 MW) • 50 % Kwoiek Creek (49,9 MW) • 100 % Mkw'Alts (47,7 MW) Éolien <ul style="list-style-type: none"> • 38 % Carleton (109,5 MW) • 38 % Montagne-Sèche (58,5 MW) • 38 % Gros Morne (Phase I) (100,5 MW) • 38 % Gros Morne (Phase II) (111,0 MW) 	Hydroélectricité <ul style="list-style-type: none"> • 100 % Kaipit (9,9 MW) • 100 % Kokish (9,9 MW) • 48 % Kipawa (42,0 MW) Éolien <ul style="list-style-type: none"> • 100 % Roussillon (108,0 MW) • 100 % Kamouraska (124,5 MW) • 100 % Saint-Constant (70,0 MW) • 100 % Club des Hauteurs (195,5 MW) • 100 % Haute-Côte-Nord Est (170,0 MW) • 100 % Haute-Côte-Nord Ouest (168,0 MW) • 50 % Rivière-au-Renard (25,0 MW) • 38 % Les Méchins (150,0 MW) • 100 % Divers en C.-B. (475,0 MW) 	
Hydroélectricité Puissance brute : 137,9 MW Puissance nette ¹ : 28,9 MW Éolien Puissance brute : 210,0 MW Puissance nette ¹ : 12,8 MW Total Puissance brute : 347,9 MW Puissance nette ¹ : 41,8 MW		185,5 MW 148,8 MW	61,8 MW 40,0 MW		
379,5 MW 144,3 MW		1 486,0 MW 1 380,5 MW			
565,0 MW 293,1 MW		1 547,8 MW 1 420,5 MW			

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

La notice annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 disponible sur le site de SEDAR à l'adresse www.sedar.com présente de l'information complémentaire au sujet des installations.

Stratégie de la société

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

Les flux de trésorerie de la société proviennent de sources diversifiées. Premièrement, en tant que propriétaire d'une centrale hydroélectrique de 8 MW, la société perçoit les produits de la vente de l'électricité générée par cette centrale. Deuxièmement, en tant que propriétaire d'une participation de 16,1 % du Fonds, la société reçoit des distributions en trésorerie mensuelles stables. Troisièmement, en tant que gestionnaire du Fonds, la société touche des honoraires annuels de gestion et incitatifs. Enfin, en tant que promoteur d'installations d'énergie renouvelable, la société prévoit que ses produits provenant de la production d'électricité augmenteront au cours des prochains exercices, compte tenu de la mise en service commerciale prévue des projets en développement.

MISE À JOUR TRIMESTRIELLE

Participation de 16,1 % de la société dans le Fonds

Au deuxième trimestre, le Fonds a acquis la totalité des actions de IHI Hydro Inc. (« IHI ») pour une somme de 14,4 M\$. IHI détenait une participation sans contrôle de 22,4 % dans les installations de Saint-Paulin, de Chaudière ainsi que dans les trois installations de Portneuf. L'acquisition a été financée au moyen d'un emprunt bancaire. Le Fonds a également refinancé une dette à long terme de 52,6 M\$ afin d'accroître les liquidités disponibles en réduisant les montants de remboursement futurs du capital.

Projets en développement avec CAÉ

Le tableau suivant présente un aperçu de l'avancement des projets en construction de la société. Les projets sont: i) le projet hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW situé en Ontario; ii) le parc éolien de Carleton de 109,5 MW situé au Québec; et iii) le projet hydroélectrique Ashlu Creek de 49,9 MW situé en Colombie-Britannique.

Projets en développement avec CAÉ (en cours de construction)							
Nom du projet	Participation	Localisation	Puissance installée (MW)	Production moyenne annuelle à long terme estimée (MWh)	Coûts totaux de construction estimés (en M\$)	Coûts totaux de construction au 30 juin 2008 (en M\$)	Date de mise en service commercial prévue
Umbata Falls	49 %	Ontario	23,0	109 102	60,0	48,2	4 ^e trimestre 2008
Carleton	38 %	Québec	109,5	340 523	181,2	43,5	4 ^e trimestre 2008
Ashlu Creek	100 %	Colombie-Britannique	49,9	265 000	138,0	79,2	2009

Les travaux de construction du projet hydroélectrique d'Umbata Falls arrivent à leur fin. La quasi-totalité des travaux de génie civil sont achevés, et presque toutes les composantes ont été reçues et sont en cours d'être installées. Les deux valves papillons ont été livrées en juillet et leur installation sera terminée en août 2008. Les coûts de construction estimatifs sont conformes aux budgets. La mise en service commercial est prévue pour octobre 2008. Le projet Umbata Falls a obtenu l'engagement du gouvernement fédéral en ce qui concerne l'initiative écoÉNERGIE, qui comporte un versement incitatif de 10 \$ par MWh au cours des dix premières années d'exploitation. La société a présenté une demande en vue d'obtenir la certification ÉcoLogo.

Quant au projet éolien de Carleton, les travaux de construction des routes d'accès et les améliorations des routes sont presque terminés. Les travaux des fondations sont achevés pour 67 des 73 éoliennes. La première éolienne a été érigée le 6 juin 2008. En date du présent rapport, 22 éoliennes ont été érigées. La construction de la sous-station est achevée à environ 70%. La mise en service commercial est prévue pour décembre 2008.

La construction du projet hydroélectrique d'Ashlu Creek progresse bien. Les travaux sont terminés pour les routes d'accès, les lignes de transport d'énergie, le poste de raccordement, le détournement du cours d'eau au moyen de batardeaux et l'évacuateur de crues d'urgence. Les activités de construction pour les prises d'eau et le purgeur sont terminées à environ 85 %, la sous-structure en béton de la centrale est construite à environ 80 %, et la fabrication de l'équipement est avancée à environ 90 %. Le creusement horizontal du tunnel est fait à plus de 50 %, mais a accusé certains retards en raison des conditions géotechniques défavorables. L'entrepreneur chargé de creuser le tunnel continue de faire appel à des ressources supplémentaires afin de réduire ces retards, car ces derniers pourraient entraîner des dommages-intérêts en raison d'un retard de livraison. La mise en service commercial est prévue pour la fin de 2009. Les coûts totaux de construction estimatifs pourraient augmenter jusqu'à 5 % car d'autres travaux de construction sont nécessaires en raison de modifications apportées à la conception des prises d'eau et pour les retards subis. Le financement de la construction du projet hydroélectrique d'Ashlu Creek comporte des dispositions relatives à la date de mise en service prévue et des exigences de financement par capitaux propres. La société travaille avec les bailleurs de fonds afin de tenir compte dans la convention de crédit de la nouvelle date prévue pour la mise en service (appuyée par BC Hydro) et des capitaux propres additionnels investis par la société au cours du trimestre.

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

Le tableau suivant présente un aperçu de l'état d'avancement des autres projets en développement avec CAÉ qui ne sont pas encore en construction.

Projets en développement avec CAÉ (au stade de la préconstruction)					
Nom du projet	Participation	Localisation	Puissance installée (MW)	Coûts totaux de construction estimatifs (M\$)	Date de mise en service commercial prévue
Hydroélectricité					
Matawin	100 %	Québec	15,0	24,6	2009
Mkw'Alts	100 %	Colombie-Britannique	47,7	87,3	2010
Kwoiek Creek	50 %	Colombie-Britannique	49,9	152,1	2011
Éolien					
Montagne-Sèche	38 %	Québec	58,5	103,0	2011
Gros Morne I	38 %	Québec	100,5	348,5	2011
Gros Morne II	38 %	Québec	111,0		2012

La construction du projet hydroélectrique Matawin pourra commencer lorsque le décret du Ministre des Ressources naturelles et de la Faune du Québec sera émis.

Quant au projet Mkw'Alts sur la rivière Ure, la société s'efforce toujours de trouver une entente acceptable avec la nation Lil'wat et le gouvernement de la Colombie-Britannique.

La construction du projet hydroélectrique Kwoiek Creek devrait commencer immédiatement lorsque la phase d'obtention des permis sera terminée. La construction du projet devrait être achevée en 2011.

La société a été informée par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement que les audiences sur les projets éoliens Montagne-Sèche et Gros Morne I et II seront tenues en septembre 2008. Tous les rapports et les études sont sous une forme acceptable pour les audiences.

Projets potentiels

La société prévoit proposer les projets hydroélectriques Kokish et Kaipit dans le cadre du programme d'offre standard pour les petites installations de production d'électricité de source renouvelable d'une puissance installée de 10 MW et moins, offert actuellement par British Columbia Hydro and Power Authority. Le prix régional de l'énergie sur l'île de Vancouver, proposé en vertu de ce programme en 2008, est de 87,33 \$/MWh, ce qui représente un prix de l'énergie de 84,23 \$/MWh et un prix d'attributs environnementaux de 3,10 \$/MWh.

Le 25 avril 2008, la société a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec Ledcor Power Group Ltd. (« Ledcor ») visant l'acquisition de 66⅔ % d'une coentreprise qui détient les droits pour développer 18 projets hydroélectriques au fil de l'eau dans le Lower Mainland en Colombie-Britannique. Ces projets représenteraient une puissance installée potentielle de plus de 200 MW et permettraient de produire plus de 1 000 GWh d'énergie propre pour la province, comblant ainsi les besoins d'environ 98 000 foyers en Colombie-Britannique.

La société investira 8 M\$ pour réaliser cette acquisition et, de plus, émettra 200 000 bons de souscription à Ledcor. Les bons de souscription pourront être exercés dans les 24 mois suivant la conclusion de la transaction à un prix de levée de 12,50 \$ par bon de souscription. Ledcor demeurera propriétaire de 33⅓ % de la coentreprise. La société prévoit signer l'entente avec Ledcor au cours du troisième trimestre de 2008.

Les projets potentiels pour Roussillon, Kamouraska et Massif-du-Sud ont été proposés dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec pour 2 000 MW d'énergie éolienne, qui s'est conclu le 18 septembre 2007. Le 5 mai 2008, Hydro-Québec Distribution a annoncé les soumissionnaires retenus de son appel d'offres. Les trois projets proposés par la société n'ont pas été retenus. Au deuxième trimestre de 2008, la valeur comptable du projet proposé de Massif-du-Sud a été réduite, car il était situé dans la même région qu'un autre projet qui a été retenu dans le cadre de l'appel d'offres. Les projets potentiels de Roussillon et Kamouraska pourraient être présentés dans le cadre de futurs appels d'offres.

La société tient actuellement des pourparlers avec des municipalités et les Premières nations afin de présenter éventuellement des projets éoliens dans le cadre de futurs appels d'offres d'Hydro-Québec.

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la société pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2008 ont été comparés aux résultats des périodes correspondantes de 2007. Il est important de rappeler que pour la majeure partie de l'exercice 2007 (339 jours), la société fournissait seulement des services de gestion et d'administration au Fonds et à Innergex II Fonds de revenu (« Innergex II »), et détenait une participation de 15 % dans Innergex II. Avant le 6 décembre 2007, la société ne détenait aucune installation de production d'électricité, ni de parts du Fonds et n'avait aucun projet en développement.

Produits

Les produits se composent des éléments suivants : i) les produits d'exploitation tirés de la centrale de Glen Miller; ii) les honoraires de gestion versés par le Fonds et, iii) la quote-part de 16,1 % des résultats nets du Fonds.

Au deuxième trimestre de 2008, la société a comptabilisé des produits totalisant 2,4 M\$, comparativement à 1,7 M\$ pour le trimestre correspondant de 2007.

Au deuxième trimestre de 2008, les produits de la société comprenaient des produits de 0,9 M\$ tirés de la centrale hydroélectrique de Glen Miller. Au cours du trimestre, la centrale hydroélectrique Glen Miller a produit 12 790 MWh, soit 8 % de plus que la moyenne à long terme de 11 860 MWh, en raison des conditions hydrologiques favorables. Les résultats de Glen Miller revêtent un aspect saisonnier du fait des variations des niveaux d'eau d'un trimestre à l'autre au cours d'une année type. Règle générale, c'est au premier trimestre de l'exercice que les produits d'exploitation bruts sont les plus élevés, contrairement au troisième trimestre où ils sont les plus faibles. Les résultats trimestriels ne devraient donc pas être considérés comme représentatifs des résultats d'un exercice au complet.

La société a aussi perçu des honoraires de gestion de 0,5 M\$ provenant du Fonds.

À titre de gestionnaire et de propriétaire de 16,1 % des parts en circulation du Fonds, la société est considérée comme exerçant une influence notable sur le Fonds. Par conséquent, la société comptabilise sa quote-part des résultats du Fonds à titre de produits, qu'elle ajuste pour tenir compte de l'amortissement des actifs incorporels et des impôts sur les bénéfices futurs liés à l'excédent du coût du placement dans le Fonds par rapport à la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis. Pour le deuxième trimestre de 2008, la société a constaté un bénéfice de 1,0 M\$ de sa participation dans une entité sous influence notable. Ce montant ne devrait pas être extrapolé sur un exercice complet, car le deuxième trimestre est normalement la période pour laquelle le Fond affiche ses meilleurs résultats.

Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable	Pour la période de trois mois terminée le 30 juin 2008	Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008
	\$	\$
Quote-part de 16,1 % du bénéfice net du Fonds	1 206 216	1 083 947
Amortissement des actifs incorporels	(293 303)	(586 606)
Impôts sur les bénéfices futurs	80 658	161 316
Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable	993 571	658 657

Au cours du deuxième trimestre de 2007, la société a perçu des honoraires de gestion tant du Fonds (0,6 M\$) que d'Innergex II (1,1 M\$) totalisant 1,7 M\$. Comme Innergex II est à présent une filiale en propriété exclusive, la société ne comptabilise pas les honoraires de gestion versés par Innergex II à titre de produits dans ses états financiers consolidés.

Au cours de la période de six mois terminée le 30 juin 2008, la société a inscrit des produits totalisant 3,4 M\$, comparativement à 3,5 M\$ pour la période correspondante de 2007. Les produits de 3,5 M\$ constatés en 2007 se composaient d'honoraires de gestion versés par le Fonds (1,0 M\$) et par Innergex II (2,5 M\$).

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, les produits de la société comprenaient des produits de 1,6 M\$ provenant de la centrale hydroélectrique de Glen Miller. Au cours de cette période, la centrale Glen Miller a produit 23 437 MWh, soit 8 % de moins que la moyenne à long terme de 25 351 MWh. La production d'électricité a été touchée par un arrêt de production partiel de l'installation. Au premier trimestre de 2008, le palier guide de l'une des deux turbines en aval du générateur a été en panne durant cinq semaines. La réparation a été faite dans le cadre de la garantie du fabricant. Depuis le début de l'exercice de 2008, la société a également perçu 1,1 M\$ en honoraires de gestion versés par le Fonds.

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, la société a constaté un bénéfice de 0,7 M\$ de sa participation dans une entité sous influence notable. Ce montant ne devrait pas être extrapolé sur un exercice complet.

Au deuxième trimestre de 2008, la société a eu droit de recevoir sa quote-part des distributions en trésorerie mensuelles du Fonds, qui ont totalisé 1,2 M\$ (néant en 2007). Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, la société a reçu 2,4 M\$ (néant en 2007) de distributions en trésorerie mensuelles du Fonds. Pour plus d'information sur le Fonds, consulter le site www.sedar.com. Cette information n'est pas intégrée par renvoi.

Charges

Les frais généraux et administratifs du deuxième trimestre en 2008 ont totalisé 1,8 M\$, comparativement à 1,6 M\$ pour le trimestre correspondant en 2007. L'écart s'explique par une charge hors trésorerie de 0,4 M\$ liée à la rémunération à base d'actions et par une réduction de 0,2 M\$ des autres frais généraux et administratifs engagés au deuxième trimestre de 2008, comparativement à 2007. Pour le deuxième trimestre en 2008, la société a également constaté des produits de 15 277 \$ dans les frais d'exploitation liés aux activités de la centrale hydroélectrique Glen Miller (néant en 2007). Ces produits découlaient d'une écriture de contrepassation de frais de réparation de 0,2 M\$ qui avaient été comptabilisés au premier trimestre de 2008. Ces frais ont été recouverts dans le cadre de la garantie du fabricant. Les frais d'exploitation sont constitués principalement de salaires des opérateurs, de droits d'utilisation de l'eau, de redevances, de primes d'assurance, de taxes, d'impôts fonciers et de frais d'entretien et de réparation.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, les frais généraux et administratifs ont totalisé 3,3 M\$, montant presque identique à celui qui a été constaté pour la période correspondante de 2007. Toutefois, les frais de 2008 comprenaient une charge hors trésorerie liée à la rémunération à base d'actions de 0,8 M\$ et une réduction équivalente des autres frais généraux et administratifs. Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, la société a également constaté des frais d'exploitation liés aux activités de la centrale hydroélectrique Glen Miller de 0,3 M\$ (néant en 2007).

Amortissement

L'amortissement s'est établi à 0,4 M\$ et à 0,7 M\$ respectivement pour le deuxième trimestre de 2008 et la période de six mois terminée le 30 juin 2008, comparativement à 51 560 \$ et à 0,1 M\$ pour les périodes correspondantes de 2007. Ces différences sont attribuables principalement à la centrale hydroélectrique Glen Miller qui n'était pas incluse dans les résultats de la société de 2007.

Intérêts

Au cours du deuxième trimestre de 2008, les charges d'intérêts de la société sur sa dette à long terme et ses emprunts bancaires se sont élevées à 1,2 M\$ (18 871 \$ en 2007). De ce montant, 1,0 M\$ représente des frais d'intérêts engagés pour financer la construction des projets, qui sont capitalisés à titre de frais de développement liés aux projets. D'autres charges d'intérêts de 0,2 M\$ sont liés aux emprunts contractés pour la centrale hydroélectrique Glen Miller.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, les charges d'intérêts de la société sur sa dette à long terme et ses emprunts bancaires se sont élevées à 2,5 M\$ (23 823 \$ en 2007). De ce montant, 2,0 M\$ représente des frais d'intérêts engagés pour financer la construction des projets, qui sont capitalisés à titre de frais de développement liés aux projets. D'autres charges d'intérêts de 0,5 M\$ sont liés pour la majeure partie aux emprunts contractés pour la centrale hydroélectrique Glen Miller.

Instruments financiers dérivés

La société utilise des instruments financiers dérivés, essentiellement des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt pour gérer son exposition aux risques de l'augmentation des taux d'intérêts sur sa dette liée aux projets en construction. Au deuxième trimestre 2008, la société a comptabilisé un gain non réalisé sur les instruments financiers dérivés de 3,4 M\$ (néant en 2007). Ce gain est attribuable aux variations de la juste valeur des swaps et des contrats à terme sur obligations découlant du contexte général de hausse des taux d'intérêt au deuxième trimestre de 2008. Depuis le début de l'exercice, la société a comptabilisé une perte non réalisée sur les instruments financiers dérivés de 2,6 M\$ (néant en 2007) en raison du contexte général de baisse des taux d'intérêt depuis le 31 décembre 2007. Cette perte n'a eu aucune incidence sur la trésorerie disponible de la société.

Autres produits et charge

Les autres produits et charges prennent en compte principalement les revenus d'intérêts gagnés sur la trésorerie excédentaire investie de façon temporaire.

La société investit ses liquidités dans des placements à court terme tels que des acceptations bancaires et des dépôts à terme ayant des échéances à court terme. La société n'a pas investi dans aucun type de papier commercial adossé à des actifs.

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

Au cours du trimestre et de la période de six mois terminée le 30 juin 2008, les autres produits se sont élevés à 0,2 M\$ et à 0,5 M\$, respectivement, représentant les intérêts gagnés sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie obtenus dans le cadre du premier appel public à l'épargne (« PAPE »).

Radiation des frais de développement liés aux projets

Au deuxième trimestre terminé le 30 juin 2008, la société a radié 1,6M\$ de frais de développement liés aux projets. Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, un montant similaire a été inscrit. Cette radiation s'explique principalement par le fait que le projet Massif-du-Sud, soumis dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec visant l'acquisition de 2 000 MW, a été attribué à un autre soumissionnaire en mai 2008.

Charge d'impôts sur les bénéfices

La société a comptabilisé une charge d'impôts sur les bénéfices de 0,6 M\$ au cours du deuxième trimestre de 2008, comparativement à une charge nominale pour le trimestre correspondant en 2007. Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, la société a inscrit un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 1,2 M\$, comparativement à un recouvrement de 21 035 \$ pour la période correspondante de 2007. Les augmentations importantes de ces montants sont attribuables à la progression considérable du bénéfice net ou de la perte nette au cours des périodes correspondantes.

Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu

Pour le deuxième trimestre de 2008, la société a comptabilisé un bénéfice net et un résultat étendu de 1,6 M\$ (bénéfice net de 0,07 \$ par action de base et dilué). Pour le trimestre correspondant de 2007, le bénéfice net et le résultat étendu ont totalisé 57 831 \$ (bénéfice de 0,03 \$ par action de base et dilué). Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des produits et un gain non réalisé sur les instruments financiers dérivés, augmentation en partie contrebalancée par une radiation des frais de développement liés aux projets et par les impôts sur les bénéfices. Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, la société a comptabilisé une perte nette et un résultat étendu négatif de 3,9 M\$ (perte nette de 0,17 \$ par action de base et diluée). Pour la période correspondante de 2007, le bénéfice net et le résultat étendu ont totalisé 98 137 \$ (bénéfice net de 0,06 \$ par action de base et dilué). Cet écart s'explique principalement par une perte non réalisée sur les instruments financiers dérivés et une radiation des frais de développement liés aux projets contrebalancé en partie par les impôts sur les bénéfices.

Les résultats par action de base sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré de 23 500 000 actions en circulation pour le trimestre et la période de six-mois terminés le 30 juin 2008, comparativement à un nombre moyen pondéré de 1 942 001 actions en circulation pour le trimestre terminé le 30 juin 2007, et 1 752 116 actions en circulation pour la période de six mois terminée le 30 juin 2007.

Le 6 décembre 2007, la société a attribué 1 410 000 options donnant droit aux porteurs d'acquérir un total de 1 410 000 actions ordinaires au prix de 11,00 \$ par action. Les options sont en vigueur pour une période de dix ans et les droits des options sont acquis à raison de 25% à chaque anniversaire de la date d'attribution.

Pour le trimestre et la période de six mois terminés le 30 juin 2008, le résultat dilué par action est basé sur un nombre moyen pondéré de 23 500 000 actions en circulation, comparativement à un nombre moyen pondéré de 1 942 001 actions en circulation pour le deuxième trimestre et 1 752 116 actions en circulation pour la période de six mois terminée le 30 juin 2007.

Au 30 juin 2008, la société avait un total de 23 500 000 actions ordinaires en circulation, comparativement à 1 942 001 actions en circulation au 30 juin 2007. Ainsi, les résultats par action en 2008 devraient varier considérablement comparativement aux résultats de 2007.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, les rentrées de fonds liées aux activités d'exploitation se sont élevées à 12,2 M\$, comparativement à 0,2 M\$ en 2007. Cette augmentation est imputable principalement à une hausse des éléments hors trésorerie du fonds de roulement de 12,2 M\$, découlant de l'encaissement de débiteurs totalisant 11,9 M\$ et un accroissement des créditeurs et charges à payer de 0,4 M\$.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2007, les éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont augmenté de 0,1M\$. Cette variation s'explique essentiellement par une progression de 0,6 M\$ des débiteurs, qui a été contrebalancée par une hausse des créditeurs et charges à payer de 0,7 M\$.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, les rentrées de fonds liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 6,7 M\$, comparativement à des sorties de fonds de 0,1 M\$ pour la période correspondante de 2007. Cette variation est imputable principalement à une hausse de 6,7 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement découlant d'une réduction des débiteurs totalisant 12,5 M\$ qui a été contrebalancée par le paiement de créditeurs et charges à payer de 5,7 M\$.

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

Pour la période correspondante de six mois terminée le 30 juin 2007, les éléments hors trésorerie du fonds de roulement ont diminué de 0,3 million de dollars. Cette variation s'explique essentiellement par une progression de 1,4 M\$ des débiteurs, qui a été contrebalancée par une hausse des créditeurs et charges à payer de 1,1 M\$.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, les rentrées de fonds liées aux activités de financement ont totalisé 3,0 M\$ en raison des augmentations de la dette à long terme et des retenues de garanties, les deux éléments étant liés aux projets en construction. Il n'y a pas eu de rentrées de fonds liées aux activités de financement pour le trimestre correspondant de 2007.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, les rentrées de fonds liées aux activités de financement ont totalisé 7,4 M\$ en raison des augmentations de la dette à long terme et des retenues de garanties qui ont été en partie contrebalancées par le remboursement d'un emprunt bancaire de 2,0 M\$. Pour la période correspondante de 2007, la société a reçu 2 424 \$ suite à l'émission de capital-actions.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour le deuxième trimestre de 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la société ont été négatifs, s'établissant à 18,3 M\$. Les acquisitions d'immobilisations corporelles ont utilisé 17,7 M\$ de la trésorerie disponible de la société et un montant de 1,6 M\$ a été utilisé pour des ajouts aux frais de développement liés aux projets. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par des distributions totalisant 1,2 M\$ reçues par la société sur ses 4 724 409 parts du Fonds, une entité sous influence notable.

Pour le trimestre correspondant de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la société ont été négatifs et se sont établis à 0,1 M\$, principalement en raison d'acquisitions d'immobilisations corporelles.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la société ont été négatifs de 28,3 M\$. Les acquisitions d'immobilisations corporelles ont utilisé 27,2 M\$ de la trésorerie disponible de la société et 3,0 M\$ a été utilisé pour des ajouts aux frais de développement liés aux projets. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par des distributions totalisant 2,4 M\$ reçues par la société sur ses 4 724 409 parts du Fonds, une entité sous influence notable.

Pour la période de six mois correspondante de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la société ont été négatifs et se sont établis à 0,1 M\$, principalement en raison des acquisitions d'immobilisations corporelles.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour le trimestre et la période de six mois terminés le 30 juin 2008, la société a utilisé 3,1 M\$ et 14,2 M\$, respectivement de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Au 30 juin 2008, la société disposait de 20,5 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. La direction estime que ce montant qui provient principalement du PAPE, combiné avec les flux de trésorerie futurs de la société et des emprunts supplémentaires raisonnables, est suffisant pour mener à bien les neuf projets en développement avec des CAÉ. Au cours du trimestre et de la période de six mois correspondants de 2007, la société a utilisé 0,2 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Au 30 juin 2007, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'élevaient à 0,3 M\$.

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 30 juin 2008, le total de l'actif de la société se chiffrait à 343,4 M\$ comparativement à 343,3 M\$ au 31 décembre 2007.

Fonds de roulement

Au 30 juin 2008, le fonds de roulement s'élevait à 13,3 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,91 : 1,00, comparativement à 34,3 M\$ de fonds de roulement et un ratio du fonds de roulement de 2,69 : 1,00 au 31 décembre 2007. La société considère son fonds de roulement comme étant suffisant pour combler tous ses besoins. Si nécessaire, la société peut avoir recours à une facilité de crédit bancaire d'un montant de 20,0 M\$. De ce montant, 6,8 M\$ ont été engagés pour l'émission de lettres de crédit et 6,2 M\$ pour garantir des contrats à terme sur obligations. Au 30 juin 2008, la société disposait d'un montant de 7,0 M\$, en vertu de sa facilité de crédit bancaire.

Les débiteurs sont passés de 19,6 M\$ au 31 décembre 2007 à 6,9 M\$ au 30 juin 2008. Les débiteurs consistent principalement en un montant de 1,3M\$ d'effets à recevoir sans intérêt de filiales du Fonds relativement à la vente de la participation d'Innergex II dans les parcs éoliens d'Anse-à-Valleau et de Baie-des-Sables et en des débiteurs de 2,4 M\$ sous la forme de crédits d'impôts à l'investissement. La société a reçu un paiement partiel de 11,6 M\$ sur les effets à recevoir au

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

deuxième trimestre de 2008. Les effets à recevoir ont été ajustés et sont passés de 14,0 M\$ à 12,9 M\$ en raison d'une révision de la répartition du prix d'acquisition d'Innergex II au deuxième trimestre de 2008.

Les créiteurs et charges à payer sont passés de 14,8 M\$ au 31 décembre 2007 à 7,0 M\$ au 30 juin 2008. Ce poste se compose principalement de comptes fournisseurs et de retenues de garantie aux titres de la construction des projets Ashlu Creek, Carleton et Umbata Falls, ainsi qu'à d'autres projets.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif à court terme sont passés de 3,5 M\$ au 31 décembre 2007 à 7,6 M\$ au 30 juin 2008. Cette augmentation résulte en partie de la prise en compte d'un instrument financier échéant en juin 2009 dans le passif à court terme présenté au 30 juin 2008 et également de la baisse généralisée des taux d'intérêt enregistrée depuis le 31 décembre 2007, donnant lieu à une perte non réalisée sur les instruments financiers.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles se composent principalement de projets hydroélectriques et de parcs éoliens, qui sont en exploitation ou en construction. Ces projets sont comptabilisés au coût et amortis selon la méthode d'amortissement linéaire, basée sur leurs durées de vie utile estimatives, lors de leur mise en service commercial. Au 30 juin 2008, les immobilisations corporelles se chiffraient à 136,3 M\$, comparativement à 111,4 M\$ au 31 décembre 2007. Cette augmentation s'explique par des dépenses continues en développement et en immobilisations engagées pour trois projets actuellement en construction, soit Umbata Falls, Carleton et Ashlu Creek.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent différents permis, licences et contrats. Les actifs incorporels de la société s'élevaient à 40,7 M\$ au 30 juin 2008, contre 40,8 M\$ au 31 décembre 2007. Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 20 à 40 ans à compter de la mise en service commercial des projets connexes.

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés dans la recherche, l'acquisition et le développement d'installations de production d'électricité. Lorsqu'un projet arrive à la phase de construction, ces frais sont transférés soit aux immobilisations corporelles, soit aux actifs incorporels selon leur nature. Au 30 juin 2008, les frais de développement liés aux projets de la société se chiffraient à 38,3 M\$ (37,3 M\$ au 31 décembre 2007). Ce montant représente les projets en développement avec CAÉ qui sont en phase de préconstruction et des projets potentiels.

Placement dans une entité sous influence notable

Le placement de 61,4 M\$ dans une entité sous influence notable (63,1 M\$ au 31 décembre 2007) est lié aux 4 724 409 parts du Fonds détenues par la société, ce qui représente une participation de 16,1 % dans le Fonds. Ce placement est comptabilisé selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Pour d'autres informations sur le Fonds, consulter le site de SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ces renseignements ne sont pas intégrés par renvoi.

Écart d'acquisition

Au 30 juin 2008, la société montrait un écart d'acquisition de 31,9 M\$ à la suite de l'acquisition d'Innergex II, comparativement à 30,6 M\$ au 31 décembre 2007. L'augmentation de 1,3 M\$ découle d'une révision effectuée à la répartition du prix d'acquisition durant le deuxième trimestre de 2008.

Autres actifs à long terme

Les autres actifs à long terme, totalisant 2,6 M\$ (2,2 M\$ au 31 décembre 2007), sont constitués principalement d'un prêt consenti à un partenaire et à d'instruments financiers dérivés.

Dettes à long terme

Au 30 juin 2008, la dette à long terme s'élevait à 89,5 M\$ et le ratio de l'endettement sur la valeur de l'entreprise représentait 32,5% comparativement à une dette à long terme de 81,1 M\$ et un ratio d'endettement sur la valeur de l'entreprise de 21,7% au 31 décembre 2007. Cette dette consiste en :

- i) un emprunt à terme sans recours de 17 M\$ garanti par la centrale hydroélectrique Glen Miller d'une durée de cinq ans. En vertu des termes du contrat de financement, aucun remboursement du principal n'était exigible jusqu'à ce qu'un seuil financier soit atteint. Au premier trimestre de 2008, ce seuil a été atteint et, par conséquent, les remboursements de principal commenceront dès que la société se sera entendu avec le prêteur sur un calendrier de remboursement (voir la rubrique « Événement postérieur à la date du bilan »). L'emprunt consenti porte intérêt à un taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable;

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

- ii) un emprunt à la construction sans recours de 51 M\$, duquel 37,4 M\$ ont été prélevés (dont 18,3 M\$ représentent la participation de 49 % de la société dans le projet) et est garanti par la centrale hydroélectrique Umbata Falls. Cet emprunt échoit cinq ans suivant sa conversion en emprunt à terme. Le remboursement du capital commencera lors de la conversion en emprunt à terme et sera basé sur une période de remboursement de 20 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable;
- iii) un emprunt à la construction sans recours de 110,0 M\$, duquel 54,2 M\$ ont été prélevés, garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek. L'emprunt arrive à échéance 15 ans après sa conversion en emprunt à terme. Les remboursements de capital commenceront lors de la conversion de l'emprunt à terme et seront basés sur une période de remboursement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable.

Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit conclues par certaines filiales de la société pourraient limiter la capacité de transférer des fonds de ces filiales à la société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à honorer ses obligations. Depuis le début de l'exercice de 2008, la société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non-financières relativement à leurs conventions de crédit, sauf la suivante :

Le financement de la construction du projet hydroélectrique d'Ashlu Creek comporte des dispositions relatives à la date de mise en service prévue et des exigences de financement par capitaux propres. La société travaille avec les prêteurs afin de tenir compte dans la convention de crédit de la nouvelle date prévue pour la mise en service (appuyée par BC Hydro) et des capitaux propres additionnels investis par la société au cours du trimestre.

Malgré les remous actuels sur les marchés des capitaux, la direction ne prévoit pas avoir de difficulté à obtenir de nouveaux financements pour le développement de ses projets. Toutefois, les modalités de nouveaux financements par emprunt pourraient être moins favorables et pourraient comprendre des clauses plus restrictives.

Impôts futurs

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut donner lieu à d'importants actif ou passif d'impôts futurs. Au 30 juin 2008, la société avait un passif d'impôts futurs nets d'un montant net de 3,9 M\$, comparativement à 4,6 M\$ au 31 décembre 2007. Ce passif net découle principalement de l'excédent de la valeur comptable sur la valeur fiscale des actifs d'Innergex II acquis le 6 décembre 2007.

Capitaux propres

Au 30 juin 2008, les capitaux propres de la société totalisaient 228,1 M\$, comparativement à 230,5 M\$ au 31 décembre 2007. Cette différence s'explique essentiellement par une perte nette de 3,9 M\$ comptabilisée au cours de la période intermédiaire et qui a été en partie contrebalancée par une augmentation de 0,8 M\$ du surplus d'apport liée à la rémunération à base d'actions et par une réduction de 0,7 M\$ des frais d'émission déjà comptabilisés dans le cadre du premier appel public à l'épargne.

Arrangements hors bilan

La société n'avait pas d'arrangement hors bilan au 30 juin 2008 et au 31 décembre 2007.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

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

La société offre des services au Fonds et à ses filiales en vertu de trois conventions, soit une convention de gestion, une convention d'administration et une convention de services. Pour le deuxième trimestre de 2008, la société a reçu la somme de 0,25 M\$ pour les services réguliers en vertu de ces trois conventions (0,25 M\$ en 2007). La société a également le droit de percevoir des honoraires incitatifs correspondant à 25 % de l'encaisse distribuable annuelle par part de fiducie excédant 0,925 \$ par part de fiducie. Au cours du deuxième trimestre de 2008, la société a perçu des honoraires incitatifs de 0,18 M\$ (0,08 M\$ en 2007). De plus, la société a facturé au Fonds des honoraires de 0,03 M\$ (0,03 M\$ en 2007) relativement à d'autres services.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, la société a reçu la somme de 0,5 M\$ pour les services réguliers fournis en vertu des trois conventions (0,5 M\$ en 2007). Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, la société a perçu des honoraires incitatifs de 0,4 M\$ (0,16 M\$ en 2007). De plus, la société a facturé au Fonds des honoraires de 0,2 M\$ (0,08 M\$ en 2007) relativement à d'autres services.

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

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

Le placement de la société dans des parts du Fonds et le bénéfice qui s'y rattache sont décrit en détails à la rubrique « Produits » du présent rapport de gestion sous la rubrique intitulée « Résultats d'exploitation ».

Le placement de la société dans des effets à recevoir du Fonds est décrit à la rubrique « Fonds de roulement » sous la rubrique intitulée « Situation financière » du présent rapport de gestion.

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

Avant d'en avoir fait l'acquisition le 6 décembre 2007, la société fournissait des services de gestion à Innergex II. Les produits provenant des honoraires de gestion ont totalisé 0,9 M\$ au deuxième trimestre de 2007. Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2007, les produits provenant des honoraires de gestion ont totalisé 2,5 M\$

INFORMATION SECTORIELLE

La société compte deux secteurs isolables : a) la production hydroélectrique et b) l'aménagement et la gestion des emplacements.

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

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

Les secteurs isolables de la société mènent leurs affaires en utilisant différents moyens de production et en exerçant différents types d'activités gérés par différentes équipes, car chaque secteur nécessite des compétences distinctes.

	Période de trois mois terminée le 30 juin 2008		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$
Produits découlant de clients externes	883 495	1 540 805	2 424 300
Frais d'exploitation	(15 277)	-	(15 277)
Bénéfice d'exploitation	898 772	1 540 805	2 439 577
Frais généraux et administratifs	2 834	1 752 644	1 755 478
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	895 938	(211 839)	684 099

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

	Période de six mois terminée le 30 juin 2008		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$
Produits découlant de clients externes	1 595 210	1 799 666	3 394 876
Frais d'exploitation	261 516	-	261 516
Bénéfice d'exploitation	1 333 694	1 799 666	3 133 360
Frais généraux et administratifs	9 083	3 245 685	3 254 768
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	1 324 611	(1 446 019)	(121 408)

Il n'y avait pas de secteurs isolables au 30 juin 2007 puisque ceux-ci ont été acquis le 6 décembre 2007.

	Au 30 juin 2008		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$
Actifs à long terme	24 808 731	290 702 826	315 511 557
Écart d'acquisition	-	31 874 198	31 874 198
Total de l'actif	28 096 623	315 344 956	343 441 579

	Au 31 décembre 2007		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$
Actifs à long terme	25 313 901	263 349 920	288 663 821
Écart d'acquisition	-	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	25 571 910	317 687 597	343 259 507

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

Secteur de la production hydroélectrique

Au cours de la période de trois mois terminée le 30 juin 2008, la centrale hydroélectrique de Glen Miller a produit 12 790 MWh, soit 8 % de plus que la moyenne à long terme de 11 860 MWh, en raison de conditions hydrologiques favorables, se soldant par des produits de 0,9 M\$.

Les résultats de Glen Miller revêtent un aspect saisonnier du fait des variations des niveaux d'eau d'un trimestre à l'autre au cours d'une année type. Règle générale, c'est au premier trimestre de l'exercice que les produits d'exploitation bruts sont les plus élevés, contrairement au troisième trimestre où ils sont les plus faibles.

Pour le deuxième trimestre en 2008, la société a également constaté des produits de 15 277 \$ dans les frais d'exploitation liés aux activités de la centrale hydroélectrique Glen Miller. Les produits découlaient d'une écriture de contrepassation de frais de réparation de 0,2 M\$ qui avaient été comptabilisés au premier trimestre de 2008. Ces frais ont été recouverts dans le cadre de la garantie du fabricant. Les frais d'exploitation sont constitués principalement de salaires des opérateurs, de droits d'utilisation de l'eau, de redevances, de primes d'assurance, de taxes, d'impôts fonciers et de frais d'entretien et de réparation.

Au deuxième trimestre de 2008, le bénéfice s'est chiffré à 0,9 M\$, soit 25 % de plus que le budget établi.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, les produits de la société comprenaient des produits de 1,6 M\$ provenant de la centrale hydroélectrique de Glen Miller. Au cours de cette période, la centrale Glen Miller a produit 23 437 MWh, soit 8 % de moins que la moyenne à long terme de 25 351 MWh. La production d'électricité a été touchée par un arrêt de production partiel de l'installation. Au premier trimestre de 2008, le palier guide de l'une des deux turbines en aval du générateur a été en panne durant cinq semaines. La réparation a été faite dans le cadre de la garantie du fabricant.

De plus, la société a comptabilisé 0,3 M\$ de frais d'exploitation liés à la centrale hydroélectrique de Glen Miller, dépassant le budget établi. Le bénéfice représentait environ 88 % du budget établi.

Aménagement et gestion des emplacements

À titre de gestionnaire et de propriétaire de 16,1 % des parts en circulation du Fonds, la société est considérée comme exerçant une influence notable sur le Fonds. Par conséquent, la société comptabilise sa quote-part des résultats nets du Fonds à titre de produits, qu'elle ajuste pour tenir compte de l'amortissement des actifs incorporels et des impôts sur les bénéfices futurs liés à l'excédent du coût de son placement dans le Fonds par rapport à la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis. Pour le deuxième trimestre de 2008, la société a constaté un bénéfice de 1,0 M\$ provenant de sa participation dans une entité sous influence notable. Ce montant ne devrait pas être extrapolé sur un exercice complet, car le deuxième trimestre est normalement la période pour laquelle le Fonds affiche ses meilleurs résultats. La société a aussi perçu des honoraires de gestion de 0,5 M\$ versés par le Fonds.

Les frais généraux et administratifs du deuxième trimestre en 2008 ont totalisé 1,8 M\$ et comprennent une charge hors trésorerie de 0,4 M\$ liée à la rémunération à base d'actions.

Pour le deuxième trimestre de 2008, le résultat net fut une perte de 0,2 M\$.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, la société a constaté un bénéfice de 0,7 M\$ provenant de sa participation dans une entité sous influence notable. Depuis le début de l'exercice de 2008, la société a également perçu 1,1 M\$ en honoraires de gestion versés par le Fonds.

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 3,2 M\$ et comprennent une charge hors trésorerie de 0,8 M\$ liée à la rémunération à base d'actions.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2008, le secteur a inscrit une perte de 1,4 M\$, comparativement à une perte de 0,2 M\$ pour le trimestre terminé le 30 juin 2008. Cette différence s'explique principalement par la perte constatée au premier trimestre relativement aux résultats du Fonds.

Les augmentations des actifs à long terme depuis le 31 décembre 2007 sont essentiellement attribuables à la construction des projets Umbata Falls, Carleton et Ashlu Creek.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Le chapitre 1535 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Informations à fournir concernant le capital*, requiert une entité à fournir les informations propres à permettre aux utilisateurs de ses états financiers d'évaluer ses objectifs, politiques et procédures de gestion de son capital. Ce chapitre s'applique aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007. L'application de ce chapitre exige des informations supplémentaires qui sont présentées à la note 3 des états financiers consolidés du trimestre terminé le 30 juin 2008.

MODIFICATION DE CONVENTION COMPTABLE FUTURE

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les entreprises ayant une obligation de rendre des comptes au Canada seront tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). À compter du 1^{er} janvier 2011, les sociétés doivent passer des PCGR aux IFRS. La société appliquera les IFRS à partir du premier trimestre de 2011. La société a commencé à élaborer des plans visant l'application des nouvelles normes. Pour le moment, la société ne peut raisonnablement estimer l'incidence de l'adoption des IFRS sur ses états financiers consolidés.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Étant donné le déclin du rendement des obligations et de la baisse des taux d'intérêt au 30 juin 2008, les contrats à terme sur obligations en vigueur et swaps de taux d'intérêt représentaient collectivement une valeur négative de 7,6 M\$ (5,0 M\$ au 31 décembre 2007). Ces montants sont présentés au bilan sous le poste *Instruments financiers dérivés* et leurs fluctuations sous le poste (*Gain*) *perte sur instruments financiers dérivés* à l'état des résultats.

En 2005, Innergex II (maintenant une filiale de la société) a vendu au Fonds la centrale hydroélectrique Rutherford Creek de 50 MW. Rutherford Creek Power, Limited Partnership, qui détient l'actif, a accepté de verser des redevances à Innergex II suivant l'expiration ou la résiliation du CAÉ de Rutherford Creek en juin 2024, fondées sur la réalisation de certains seuils de produits. Au 30 juin 2008, la juste valeur de cet instrument financier était de 0,7 M\$ (0,7 M\$ au 31 décembre 2007). Ce montant est présenté au bilan sous le poste *Autres actifs à long terme* et ses variations sont inscrites à l'état des résultats sous le poste (*Gain*) *perte sur instruments financiers dérivés*.

GESTION DES RISQUES

La société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de montée des taux d'intérêt sur le financement par emprunt. Puisque ces instruments financiers sont conclus avec d'importantes institutions financières, la société considère le risque d'illiquidité comme étant faible. La société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation.

Au deuxième trimestre, les dates d'échéance de neuf contrats à terme sur obligations ont été reportés de juin 2008 à septembre 2008 et à janvier 2009. Les montants notionnels reportés à septembre 2008 se sont élevés à 110 M\$, tandis que les montants notionnels des contrats reportés à janvier 2009 ont totalisé 35 M\$. Le contrat de swap sur taux d'intérêt qui échoit en juin 2009 est présenté actuellement à titre de passif à court terme.

Ces contrats à terme sur obligations et les contrats de swap permettent à la société d'atténuer le risque d'augmentation des taux d'intérêt sur un montant de dette à long-terme notionnel d'environ 181,2 M\$ au 30 juin 2008 (176,2 M\$ au 31 décembre 2007).

RISQUES ET INCERTITUDES

La société s'expose à divers risques d'entreprise et a décrit ceux qu'elle considère importants dans le rapport annuel de 2007. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui ne sont pas actuellement connus de la société ou qu'elle considère peu importants pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur ses activités. On peut consulter d'autres risques et incertitudes à la rubrique intitulée *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, publiée sur le site www.sedar.com.

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

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

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

La société présente régulièrement des mises à jour sur ses activités par l'intermédiaire de communiqués de presse, la présentation des états financiers trimestriels et de la notice annuelle que l'on peut consulter sur le site de la société à l'adresse www.innergex.com ou sur celui de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RAPPORT DE GESTION

Périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2008

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres terminés les (non vérifié) :

	30 juin 2008	31 mars 2008	31 déc. 2007	30 sept. 2007
Produits (en milliers \$)	2 424	971	3 067	1 478
Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu (en milliers \$)	1 573	(5 474)	5 392	56
Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu				
De base (\$/action)	0,07	(0,23)	0,67	0,03
Dilué (\$/action)	0,07	(0,23)	0,67	0,03
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)				
De base	23 500	23 500	8 034	1 942
Dilué	23 500	23 544	8 135	1 942

	30 juin 2007	31 mars 2007	31 déc. 2006	30 sept. 2006
Produits (en milliers \$)	1 714	1 791	1 847	1 399
Bénéfice net et résultat étendu (en milliers \$)	58	40	42	43
Bénéfice net et résultat étendu				
De base (\$/action)	0,03	0,03	0,03	0,03
Dilué (\$/action)	0,03	0,03	0,03	0,03
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)				
De base	1 942	1 560	1 359	1 359
Dilué	1 942	1 560	1 359	1 359

ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

Le 14 juillet 2008, la société et le prêteur de Glen Miller Power, Limited Partnership ont convenu d'un calendrier de remboursement pour la dette à long-terme de 17 M\$. Par conséquent, des remboursements trimestriels du principal de 250 000 \$ seront effectués à compter du troisième trimestre de 2008 et se poursuivront jusqu'au remboursement complet.

Renseignements pour les investisseurs

Inscription boursière

Les actions d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.

Agent de transfert, agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie Computershare du Canada

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

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

Courriel : service@computershare.com

Vérificateurs

Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.

Prestation électronique

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

Relations avec les investisseurs

Si vous avez des questions, veuillez consulter notre site web à l'adresse www.innergex.com ou communiquer avec:
Jean Trudel

Vice-président – Finances et relations avec les investisseurs

Innergex énergie renouvelable inc.

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

Tél. : 450 928-2550

Télec. : 450 928-2544

info@innergex.com



Innergex énergie renouvelable inc.

1111, rue Saint-Charles Ouest

Tour Est, bureau 1255

Longueuil, Québec

J4K 5G4

Téléphone : (450) 928-2550

Télécopieur : (450) 928-2544

Courriel info@innergex.com

www.innergex.com
