

## RAPPORT DE GESTION

---

*Le présent rapport de gestion, daté du 1<sup>er</sup> février 2008 (à l'exception de la rubrique « Données sur les actions en circulation », datée du 14 février 2008), doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés vérifiés aux 31 décembre 2007 et 2006 et pour les exercices terminés à ces dates (les « états financiers ») et aux notes complémentaires qui s'y rapportent, lesquels sont compris dans le présent rapport annuel. Tous les montants présentés dans les tableaux sont en milliers de dollars, sauf les nombres d'actions et les montants par action. Des informations supplémentaires sur notre Société, y compris notre notice annuelle, se trouvent sur le site Web de SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Des mises en garde supplémentaires concernant les énoncés prospectifs et l'utilisation des mesures non définies par les PCGR sont présentées à la fin du présent rapport de gestion.*

### ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ

Nous sommes promoteur, propriétaire et exploitant de 20 centrales électriques portant la certification ÉcoLogo<sup>M</sup> qui produisent pour notre compte un total net de 364 MW en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario et au Québec :

- Douze centrales hydroélectriques au fil de l'eau;
- Sept centrales éoliennes;
- Une centrale alimentée à la biomasse.

En 2007, nous avons entrepris la construction du projet d'éoliennes de 132,0 MW Melancthon II (« Melancthon II ») de 285 000 000 \$. À la fin de l'exercice, nous avons achevé la fondation de 66 éoliennes et les routes d'accès dans l'un des deux cantons où est situé ce projet. Nous attendons l'approbation municipale définitive du deuxième canton, que nous devrions recevoir au cours des prochaines semaines. Au printemps, nous terminerons les 22 fondations restantes ainsi que les routes d'accès dans le second canton, érigerons les éoliennes et compléterons la construction des lignes de transmission et l'expansion de la sous-station. La date d'achèvement prévue est novembre 2008.

Melancthon II a obtenu un contrat de vente d'électricité (un « contrat RES II ») d'une durée de 20 ans de l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OÉO »), un organisme gouvernemental ontarien, relatif à l'achat d'électricité et de certificats verts. En septembre 2007, nous avons conclu une facilité de crédit de construction de 184 600 000 \$ avec nos prêteurs afin de financer ce projet par emprunt.

À la clôture de l'exercice, nous travaillons à l'aménagement des projets ci-après :

En Ontario :

- Le projet d'éoliennes de 197,8 MW de l'île Wolfe (l'« île Wolfe ») de 410 000 000 \$, dont la date d'achèvement prévue est octobre 2008, sous réserve des approbations environnementales;
- Le projet hydroélectrique de 20 MW (10 MW nets nous revenant) Island Falls (« Island Falls ») de 71 000 000 \$ (35 500 000 \$ nets nous revenant), dont la date d'achèvement prévue est octobre 2009;
- Le projet d'éoliennes de 18,0 MW de Royal Road (« Royal Road ») de 40 000 000 \$, dont la date d'achèvement prévue est août 2010.

L'OÉO a accordé à l'île Wolfe et à Island Falls des contrats RES II. Royal Road a obtenu deux contrats d'offre standard de l'OÉO en vertu du programme d'offre standard au prix de 110 \$ le MWh pour l'électricité produite pendant 20 ans. Les approbations réglementaires et le financement sont requis avant la construction de ces projets.

En Colombie-Britannique :

- Le projet hydroélectrique de 18,0 MW Bone Creek (« Bone ») de 48 600 000 \$;
- Le projet hydroélectrique de 11,0 MW Clemina Creek (« Clemina ») de 26 600 000 \$;
- Le projet hydroélectrique de 9,6 MW Serpentine Creek (« Serpentine ») de 22 000 000 \$;
- Le projet hydroélectrique de 5 MW English Creek (« English ») de 10 000 000 \$.

La date d'achèvement prévue des quatre projets de la Colombie-Britannique est l'automne 2009. Bone dispose d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans et Clemina, Serpentine et English disposent de contrats d'achat d'électricité de 40 ans conclus avec BC Hydro relativement à l'achat d'électricité et de certificats verts. Bone et Clemina ont obtenu toutes les approbations réglementaires, des facilités de crédit de construction d'un total de 48 900 000 \$ ont été conclues avec les prêteurs, et la construction de ces projets pourra commencer au printemps. Les approbations réglementaires, dont le processus d'obtention est bien entamé, et le financement sont requis avant la construction de Serpentine et d'English.

Au Québec :

- Le projet d'expansion d'un maximum de 70,0 MW de Le Nordais (« expansion de la centrale Le Nordais ») de 160 000 000 \$.

En décembre 2007, nous avons acquis la centrale éolienne de 99,0 MW Le Nordais (la « centrale Le Nordais »), dont le site actuel présentait un potentiel d'expansion allant jusqu'à 70,0 MW supplémentaires. Les approbations réglementaires pour l'expansion en sont à diverses étapes, et l'électricité générée grâce à l'expansion de la centrale Le Nordais devrait être vendue selon les conditions du contrat de vente d'électricité actuel avec Hydro-Québec, lequel vient à échéance en décembre 2033. La construction devrait être achevée en 2010. Les approbations réglementaires et le financement sont requis avant la construction.

Nous prévoyons que tous nos projets de construction actuels, décrits ci-dessus, seront admissibles à l'initiative écoÉNERGIE sur les énergies renouvelables du gouvernement du Canada, qui se traduit par un incitatif de production de 10 \$ par MWh pendant 10 ans.

En plus de nos projets de construction, nous avons des projets d'une capacité maximale additionnelle de 1 562,0 MW d'énergie renouvelable qui en sont à diverses étapes dans le processus d'obtention des permis pour la construction au cours des prochaines années.

### **VISION, ACTIVITÉS PRINCIPALES ET STRATÉGIE**

Nous sommes déterminés à établir un avenir durable (*Building a Sustainable Future*®) pour nos enfants et nos petits-enfants, en équilibrant les intérêts des investisseurs et les exigences environnementales. La vision que nous nous sommes donnée pour les dix prochaines années est de devenir le plus grand promoteur, constructeur et exploitant de projets d'énergie renouvelable indépendant, en mettant l'accent sur l'excellence opérationnelle, la gestion de l'environnement et la croissance, la responsabilisation des employés et de solides rendements pour nos investisseurs.

En 2006, nous avons élaboré notre plan quinquennal, lequel met l'accent sur notre croissance. Nous avons pour objectif de clore 2011 avec une puissance installée nette de 900 MW et des stocks d'au moins 1 500 MW de projets actifs afin de stimuler la croissance future. Nous continuerons de concentrer nos aménagements dans les provinces où nous exerçons actuellement nos activités, soit la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario et le Québec, tout en envisageant d'étendre nos activités à d'autres provinces, comme le Manitoba. Dans le cadre de notre plan stratégique, nous avons ciblé le Québec et le Manitoba, puisqu'il s'agit de provinces attrayantes du point de vue de la croissance, particulièrement en ce qui a trait à l'énergie éolienne, en raison de la grande capacité de stockage de leurs centrales hydroélectriques, lesquelles peuvent aisément gérer une production d'énergie éolienne intermittente. L'acquisition de la centrale Le Nordais dans la péninsule gaspésienne, au Québec, réalisée en décembre 2007, marque notre entrée stratégique dans cette province. Au Manitoba, nous continuerons de diriger nos efforts sur la préparation de nos projets d'énergie éolienne d'une capacité de 1 000 MW en vue de présenter une offre lors des futures demandes d'offres de service de Manitoba Hydro; une production supplémentaire de 600 MW est prévue entre 2013 et 2018.

Nous sommes la seule entreprise spécialisée au Canada qui offre un portefeuille diversifié (énergie éolienne, hydroélectrique et à la biomasse) d'installations et de projets d'aménagement renouvelables ayant peu d'impact sur l'environnement et portant la certification EcoLogo<sup>M</sup>. Notre principale force réside dans l'excellence opérationnelle de toutes nos activités. Notre avantage concurrentiel provient de notre stratégie en matière de conception, de construction et d'exploitation. Nous souhaitons tirer parti de la demande à l'égard de l'énergie renouvelable et des facteurs économiques actuels tout en conservant notre esprit d'entreprise et en assurant notre avenir. Pour respecter notre vision et atteindre nos objectifs quinquennaux, nos principales priorités stratégiques pour les cinq prochaines années consistent à mettre l'accent sur notre stratégie ciblée en matière de ressources humaines, y compris la planification de la relève, et sur l'évolution de la structure d'entreprise dans le but d'appuyer la croissance future.

## FACTEURS CLÉS DE RENDEMENT

Nous estimons que les facteurs clés de rendement suivants jouent un rôle essentiel dans la création de valeur pour nos investisseurs :

- Le prix de l'énergie et la liquidité du marché, dictés par la croissance démographique et économique, ainsi que le prix des combustibles fossiles, notamment le gaz naturel.
- Les tendances en faveur de l'intérêt porté à l'environnement et à la gestion de l'environnement, qui alimentent la demande d'énergie renouvelable ayant peu d'impact sur l'environnement.
- Les taux d'intérêt et l'accès aux capitaux, qui influent à la fois sur le coût du capital et le taux de rentabilité économique des projets.
- Les conditions météorologiques, qui influent sur la production d'énergie éolienne et hydroélectrique, ainsi que la demande énergétique globale.
- L'incidence des forces extérieures au marché, comme les stimulants de l'État favorisant l'énergie renouvelable, les modifications de la réglementation et les changements climatiques, qui alimentent l'incertitude sur les marchés et affaiblissent les possibilités d'exploitation ainsi que le taux de rentabilité économique des centrales électriques.
- La réputation, qui détermine la capacité de réunir des capitaux.

Nous utilisons plusieurs mesures clés afin de suivre et d'évaluer notre rendement en fonction des facteurs clés de rendement, de la mise en œuvre de notre stratégie et de la réalisation de nos objectifs et de notre vision. Voici les principales mesures du rendement :

- Le taux de rentabilité des centrales électriques, c'est-à-dire le taux de rendement avant impôts et sans endettement de chaque centrale supérieur au taux de rendement minimal que nous avons fixé, lequel n'est pas divulgué pour des raisons liées à la concurrence.
- Le rendement du capital moyen investi (le « RCMI »), c'est-à-dire le ratio des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie, majoré des impôts exigibles et des intérêts sur la dette à long terme sur les immobilisations corporelles moyennes, à l'exclusion des travaux de construction en cours et des éléments hors trésorerie. Nous visons un RCMI de 10 % à 15 %, selon l'exercice et la date à laquelle les installations en construction doivent devenir opérationnelles.
- Le ratio d'endettement. Nous visons actuellement un ratio d'endettement de 65/35. Ce ratio est jugé approprié étant donné la conjoncture économique actuelle au Canada, notre phase de croissance et nos actifs à long terme. Notre ratio d'endettement est actuellement de 47/53.
- La croissance de la puissance installée en MW. Elle correspond à la puissance installée en mégawatts en exploitation à la fin de l'exercice comparativement à la fin de l'exercice précédent. L'an dernier, nous avons élaboré notre nouveau plan quinquennal assorti d'objectifs de croissance annuels. Nous prévoyons clore 2011 avec une puissance installée nette de 900 MW.
- La croissance de la production. Elle correspond à l'augmentation des mégawattheures de production d'électricité pendant l'exercice en cours comparativement à l'exercice précédent. En parallèle avec la croissance de la capacité en MW, nous fixons des objectifs de production pour chaque exercice.
- Le pourcentage de production d'électricité en vertu de contrats à long terme. Il correspond au pourcentage d'énergie électrique totale produite dans le cadre de contrats dont le terme initial est d'au moins cinq ans, conclus avec des acheteurs ayant une cote de crédit acceptable. Nous visons à l'heure actuelle un pourcentage de 75 %, ce qui assurerait des flux de trésorerie stables et prévisibles à long terme.
- Les projets potentiels sérieux qui, de façon générale, répondent à nos critères d'évaluation, soit être propres, simples et valables (Clean, Simple & Sound<sup>MC</sup>). Nous avons pour objectif de terminer l'exercice 2011 forts de projets potentiels sérieux d'au moins 1 500 MW.
- La diversification technologique et géographique. Grâce à un dosage pertinent d'installations de production d'énergie renouvelable ayant peu d'impact sur l'environnement, situées dans diverses régions du pays, nous avons réduit notre vulnérabilité aux importantes variations générales de production d'énergie.
- Nous continuons d'élaborer un plan visant les « forces extérieures au marché » afin de contribuer à influencer les règles et les politiques gouvernementales réglementaires relatives à l'énergie renouvelable.
- La gestion de l'environnement et la sécurité. Nous avons adopté une politique sur l'environnement, la santé et la sécurité sur laquelle s'appuient nos objectifs.

## CAPACITÉ DE PRODUIRE DES RÉSULTATS

### Ressources autres qu'en capital

Nos employés sont la plus importante ressource autre qu'en capital qui puisse nous aider à atteindre les objectifs définis dans notre plan stratégique. Dans le cadre de notre plan stratégique quinquennal, une stratégie exhaustive est actuellement en cours d'élaboration en ce qui a trait aux ressources humaines, qu'il soit question de responsabilités, de définition des rôles, de formation des employés, de stratégies de rémunération et d'autres éléments liés aux récompenses et à la reconnaissance, de même que de la relève de la direction et du conseil d'administration. Nous avons embauché 32 nouveaux employés en 2007 dans les secteurs de l'exploitation, de la mise en valeur et de la gestion. En 2008, nous prévoyons embaucher jusqu'à 12 employés supplémentaires. Grâce à l'élaboration et à la mise en œuvre de notre stratégie en matière de ressources humaines, nous sommes d'avis que nous disposerons des bons employés, au bon endroit, au bon moment, qui à leur tour disposeront des ressources adéquates pour mener à bien notre plan stratégique.

### Sources de financement et situation de trésorerie

La nature même de nos activités fait en sorte qu'il y a de longs délais entre l'identification d'une occasion et la mise en service des installations de production d'électricité. Notre processus d'investissement comporte plusieurs étapes, soit l'identification et la préparation de nos projets, la conclusion des contrats d'achat d'énergie connexes, la satisfaction des nombreuses exigences réglementaires et, enfin, la construction des installations.

Compte tenu des longs délais entre le moment où les dépenses sont effectuées et celui où les flux de trésorerie sont générés, il est impératif de se doter d'une structure du capital solide et bien financée. Nous exerçons nos activités au moyen d'un minimum de capitaux propres correspondant à 35 % du capital investi et nous finançons la majorité de nos emprunts de la même manière que nos actifs à long terme – c'est-à-dire qu'un financement à moyen terme est obtenu pendant les étapes de la construction et est ensuite converti en débentures non garanties à long terme après la mise en service.

Au début de 2007, nous avons mis en œuvre un programme d'expansion important visant à tripler notre capacité de production d'ici la fin de 2010. Le tableau qui suit résume les investissements prévus dans le cadre de ce programme et nos attentes actuelles en matière de financement connexe. Nous croyons disposer de flux de trésorerie, d'un fonds de roulement et d'un accès aux marchés financiers suffisants pour satisfaire toute obligation ou tout engagement pris pour mettre en œuvre ce programme d'expansion.

	<b>Au 31 décembre 2007</b>
<i>(en milliers de dollars, à moins d'indication contraire)</i>	
<b>Dépenses en immobilisations prévues</b>	<b>1 037 700</b>
Dépenses à ce jour	<b>(292 527)</b>
<b>Reste des dépenses en immobilisations devant être financées</b>	<b>745 173</b>
<b>Financées/devant être financées par les éléments suivants :</b>	
Facilités de construction de Melancthon II et de Blue River non utilisées et disponibles	<b>203 500</b>
Surplus du fonds de roulement <sup>1</sup>	<b>25 317</b>
Facilités de crédit de construction prévues	<b>445 700</b>
Facilité de crédit d'exploitation renouvelable non utilisée et disponible	<b>42 826</b>
<b>Dépenses requises (se reporter au paragraphe qui suit)</b>	<b>(27 830)</b>

1. Ne comprend pas le passif au titre des instruments financiers dérivés et la facilité de prêt-relais, et comprend le produit net de l'option d'attribution excédentaire de 5 280 000 \$ exercée en janvier 2008.

Nos plans d'investissement actuels prévoient des dépenses en immobilisations pour les projets relatifs à Melancthon II, à l'île Wolfe, à Island Falls, à Royal Road, à l'expansion de la centrale Le Nordais, à Blue River et à English, qui sont en cours de construction ou en voie de l'être. Les facilités de crédit de construction mises en place et que nous prévoyons mettre en place pour ces projets sont fondées, en général, sur 65 % du coût en capital de ces projets. Notre capacité à financer ces projets par emprunt repose sur notre cote de solvabilité de qualité supérieure de BBB (stable). En général, nous ne pouvons prélever de montant sur nos facilités de crédit de construction que lorsque 35 % du coût en capital d'un projet a été payé au moyen de nos capitaux. Si des écarts temporaires existent entre le moment où les coûts sont engagés et celui où les facilités de crédit de construction sont mises en place, nous utiliserons nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour soutenir notre programme de dépenses en immobilisations. En raison de l'expansion de la centrale Le Nordais et de Royal Road, nous aurons besoin de capitaux additionnels, comme l'indique le tableau ci-dessus. Dépendamment du moment où les dépenses surviendront, nous prévoyons financer ces besoins en capital principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Le 14 décembre 2007, nous avons mené à terme un appel public à l'épargne visant des actions ordinaires au moyen d'une convention de prise ferme avec un syndicat de preneurs fermes (les « preneurs fermes ») pour l'émission de 8 800 000 actions ordinaires au prix de 6,25 \$ par action, pour un produit brut de 55 000 000 \$ (52 195 000 \$ déduction faite des frais d'émission d'actions). Une tranche d'environ 42 700 000 \$ du produit net a été affectée au financement d'une partie de l'acquisition de la centrale Le Nordais. Le reste des fonds servira aux fins générales du siège social. L'appel public à l'épargne comprenait aussi une option d'attribution excédentaire de 5 500 000 \$ (5 280 000 \$ déduction faite des frais d'émission d'actions) qui a été exercée en totalité par les preneurs fermes en janvier 2008. Le produit de l'option d'attribution excédentaire servira aux fins générales du siège social.

En plus de l'appel public à l'épargne visant des actions ordinaires décrit ci-dessus, nous avons également modifié notre accord de crédit avec notre consortium de prêteurs actuel de manière à ce qu'il comprenne une facilité de prêt-relais non garantie de six mois de 72 300 000 \$, que nous pourrions proroger à notre gré pour une période de six mois additionnelle sous réserve du paiement d'une commission de reconduction. Nous prévoyons que la facilité de prêt-relais sera remboursée à l'échéance ou avant celle-ci, au moyen de l'émission de débentures de premier rang non garanties. Toutefois, aucun arrangement n'a encore été fait à cet égard.

## **Systemes et processus**

Au cours de l'exercice précédent, nous avons mis en œuvre une nouvelle infrastructure de réseau mettant l'accent sur la sécurité des systèmes et des processus. Cette infrastructure nous aidera à mener à terme notre plan de croissance stratégique. Au cours de l'exercice précédent, nous avons également mis en œuvre un système de maintenance et de gestion du capital et, en 2008, nous prévoyons mettre en place un système de gestion des documents. Grâce à l'ensemble de ces mesures, nous avons élaboré une plateforme solide pour nos systèmes informatiques qui permettra notre croissance future. Nous continuons de surveiller ces systèmes afin de nous assurer qu'ils fonctionnent efficacement.

## **Saisonnalité et caractère cyclique**

Le caractère cyclique de nos activités s'explique par les facteurs suivants :

- La nature de l'électricité, qui ne peut être stockée à faible coût;
- Le prix de l'électricité libre de contrat, qui fluctue en fonction de l'offre et de la demande;
- Les conditions météorologiques, car les ressources hydrauliques et éoliennes contribuent largement à notre production électrique.

Nous réduisons notre vulnérabilité au caractère cyclique de l'industrie par les moyens suivants :

- Nous avons conclu des contrats à long terme de cinq ans ou plus pour vendre au moins 75 % de notre production d'électricité, ce qui réduit notre vulnérabilité aux fluctuations du prix du marché au comptant;
- Nous maintenons une diversification sur les plans technologique et géographique, ce qui réduit notre vulnérabilité aux ressources naturelles d'une région donnée.

Nous avons vendu 77 % de notre production d'électricité en vertu de contrats à long terme en 2007. Nous estimons que chaque fluctuation de 7 \$/MWh des prix moyens au comptant (des « prix communs ») en Alberta pour 2008 aura une incidence sur le bénéfice net par action (dilué) de 0,01 \$, en supposant que la Société ne procédera à aucune autre émission de titres de participation en 2008. En 2008, les fluctuations des prix du marché au comptant auront une incidence sur les produits de la centrale hydroélectrique Taylor (puissance nette de 6,5 MW), de la centrale éolienne Taylor (3,4 MW), de la centrale éolienne Soderglen (puissance nette de 35,25 MW) et des centrales éoliennes Cowley North et Sinnott (26 MW), qui vendent actuellement leur électricité sur le marché au comptant.

Bien que la diversification sur les plans géographique et technologique se traduise par une réduction des fluctuations trimestrielles des résultats financiers, nous prévoyons que les résultats financiers des deuxième et quatrième trimestres seront supérieurs à ceux des premier et troisième trimestres de 2008.

## RENDEMENT GLOBAL

Points saillants de 2007 :

- Une production d'électricité sans précédent de 921 675 MWh;
- L'acquisition de la centrale Le Nordais (99,0 MW) en décembre 2007;
- La mise en service de Soderglen (notre participation correspond à une puissance nette de 35,25 MW) par le truchement de notre acquisition de GW Power Corporation (« GWP ») en mars 2007;
- La conclusion de facilités de crédit de 305 800 000 \$ pour des projets de construction et l'acquisition de la centrale Le Nordais;
- La conclusion d'un appel public à l'épargne visant des actions ordinaires pour un total de 60 500 000 \$ (y compris l'option pour attributions excédentaires) au moyen d'une convention de prise ferme au prix de 6,25 \$ l'action en vue de financer une partie de l'acquisition de la centrale Le Nordais;
- À la fin de 2007, nous avons une capacité de 364 MW pour les centrales en exploitation, et une capacité additionnelle de 132 MW est actuellement en cours de construction.

Notre situation financière s'est améliorée de 2006 à 2007, en raison des facteurs ci-après :

- Des résultats d'exploitation record en raison de la mise en service de Soderglen, de l'exploitation sur un exercice complet de la centrale éolienne Melancthon I (« Melancthon I »), laquelle a été mise en service en mars 2006, ainsi que de l'amélioration des résultats d'exploitation de la centrale Grande Prairie Ecopower<sup>MD</sup> Centre.
- Une économie d'impôts futurs de 2 726 000 \$ découlant de la réduction de 4 % des taux d'imposition fédéraux des sociétés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012, adoptée le 17 décembre 2007;
- L'augmentation de 134 179 000 \$ du capital-actions; le produit a servi en grande partie à financer les acquisitions des centrales Soderglen et Le Nordais.

## Perspectives

Vers la fin de 2007, l'audience auprès de la Commission des affaires municipales de l'Ontario (la « CAMO ») concernant l'approbation des plans dans le second des deux cantons où se trouve Melancthon II a été conclue. Une décision définitive est attendue au cours des prochaines semaines. Au printemps, nous poursuivrons la construction de Melancthon II, dont la date d'achèvement prévue est novembre 2008. Le coût en capital total prévu est de 285 000 000 \$.

Nous avons obtenu tous les principaux permis et approbations exigés pour procéder aux travaux de construction de l'île Wolfe, à l'exception du rapport d'étude environnementale. Ce rapport a été soumis en novembre 2007 et nous attendons maintenant l'approbation finale du ministère de l'Environnement. Une fois cette approbation obtenue, nous aurons en main tous les permis importants pour procéder sans délai aux travaux de construction. D'un coût en capital inchangé de 410 000 000 \$, la date visée pour l'achèvement demeure octobre 2008, sous réserve de l'approbation finale de notre rapport d'étude environnementale.

En janvier 2008, l'Alberta Energy and Utilities Board et le Natural Resources Conservation Board ont tenu une conférence préalable à l'audience visant l'approbation de la conception et de la construction du projet Dunvegan. Nous nous attendons à ce que l'audience et la décision réglementaire aux fins de l'approbation des travaux de construction et des activités d'exploitation aient lieu en 2008.

Tous les permis et approbations nécessaires pour procéder aux travaux de construction des projets hydroélectriques de Bone et Clemina ont été reçus. La construction commencera ce printemps.

Nous continuons de franchir les étapes en vue d'obtenir les approbations et les permis nécessaires pour le reste de nos projets dont la construction est en voie d'être amorcée, y compris les projets d'English, de Serpentine, de Royal Road et d'Island Falls et celui lié à l'expansion de la centrale Le Nordais.

## Perspectives actuelles du marché et de l'industrie

Selon les facteurs économiques fondamentaux à long terme en Alberta, il faudra produire encore beaucoup d'électricité supplémentaire au cours des années à venir. L'amélioration du prix de l'énergie aidant, nous pourrions avoir l'occasion de conclure des contrats à long terme pour la vente de l'électricité produite par nos centrales commerciales et les centrales actuellement en cours d'aménagement. En Alberta, nous entendons concentrer nos efforts sur Dunvegan (100 MW) et sur l'expansion de Soderghen (puissance nette de 25 MW). En 2007, le plafond temporaire de 900 MW relativement à l'aménagement éolien en Alberta a été annulé. Lorsque le système actuel de transport aura été mis à jour, nous prévoyons mettre en place un nouveau projet d'éoliennes d'une capacité maximale de 50 MW.

BC Hydro s'est engagée à utiliser des sources d'énergie verte pour répondre à 10 % de la demande croissante en concluant des contrats d'achat à long terme avec des producteurs d'électricité indépendants, ce qui sera propice au lancement de nouveaux projets en Colombie-Britannique. En 2006, BC Hydro a accordé des contrats totalisant environ 7 000 GWh d'électricité par année; nous avons obtenu des contrats à long terme pour Bone, Clemina, Serpentine et English. Un nouvel appel d'offres a été annoncé pour 2008 visant la fourniture d'environ 5 000 GWh d'électricité par année. Nous travaillons activement à développer de nouveaux projets hydroélectriques afin de soumettre une offre en Colombie-Britannique en prévision de cet appel d'offres et d'autres appels d'offres prévus en 2009. En 2008, nous prévoyons offrir une production de 55 MW lors de l'appel d'offres. En outre, BC Hydro met actuellement sur pied un programme d'offre standard visant les projets d'énergie propre de moins de 10 MW.

L'Ontario constitue le plus important marché de l'énergie au Canada et présente désormais une structure hybride où coexistent un marché de gros fonctionnant par soumissions de tarifs horaires et une offre provenant du privé sous forme de contrats à long terme commandités par le gouvernement. Les politiques gouvernementales récentes prévoient des besoins importants de nouvelle production. Il est prévu qu'une production d'énergie de plus de 7 500 MW provenant du charbon sera progressivement éliminée d'ici à 2014, et une norme de 10 % de la proportion du portefeuille énergétique provenant de sources d'énergie renouvelable a été établie. En 2004 et en 2005, le gouvernement de l'Ontario a accordé des contrats d'achat d'énergie de 20 ans visant respectivement 396 MW et 975 MW d'énergie renouvelable. Melancthon I a récolté un de ces contrats en 2004, et les projets Melancthon II, de l'île Wolfe et Island Falls ont fait de même en 2005. En novembre 2006, le gouvernement de l'Ontario a annoncé un programme d'offre standard. Nous avons réussi à obtenir des contrats d'offre standard pour Royal Road (se reporter au paragraphe « Activités de la Société », plus haut). L'OÉO a annoncé récemment qu'elle prévoyait solliciter des offres de service pour une production d'énergie renouvelable allant jusqu'à 700 MW. Les offres devront être soumises au début de 2008. Nous prévoyons présenter une offre relative à la fourniture de 70 MW d'énergie éolienne en réponse à cette demande.

Le marché du Manitoba est réglementé et est servi principalement par Manitoba Hydro. Le gouvernement provincial a annoncé une nouvelle politique énergétique en 2002 dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre, de créer des occasions d'exportation et d'aménager des installations éoliennes et des centrales hydroélectriques à petite échelle. En 2007, Manitoba Hydro a sollicité des offres de service pour une production d'énergie éolienne pouvant aller jusqu'à 300 MW. Notre offre n'a pas été retenue pour la prochaine étape du projet; toutefois, nous continuons de mettre en valeur nos projets d'énergie éolienne de 1 000 MW dans la province et prévoyons soumettre des offres dans le cadre de futures demandes d'offres de service. Manitoba Hydro a annoncé des plans en réponse à de futures demandes d'offres de service visant la fourniture d'une production d'électricité maximale de 600 MW par les centrales éoliennes entre 2013 et 2018.

Hydro-Québec, mandataire du gouvernement du Québec, est l'un des principaux services publics d'électricité en Amérique du Nord. Aux termes de ses statuts constitutifs, Hydro-Québec a reçu les pleins pouvoirs pour produire, fournir et livrer de l'électricité dans tout le Québec. Hydro-Québec doit présenter à la Régie de l'énergie, un autre organisme gouvernemental, sa prévision de la nouvelle production d'électricité pour les dix prochaines années afin de satisfaire à une demande de plus de 165 TWh par année. Par conséquent, en 2003, Hydro-Québec a présenté un appel d'offres visant la fourniture d'une production d'électricité de près de 1 000 MW par les centrales éoliennes. En 2005, un autre appel d'offres a été présenté pour la fourniture de 2 000 MW par les centrales éoliennes, laquelle a pris fin en septembre 2007. L'acquisition de la centrale Le Nordais est notre première percée dans cette province. Nous avons l'intention de poursuivre l'expansion de la centrale Le Nordais et, par la suite, de chercher activement à développer de nouveaux projets au Québec afin d'être en bonne position lors des futurs appels d'offres.

Nous sommes constamment à la recherche de nouveaux débouchés en matière d'énergie renouvelable, essentiellement au Canada, alors que la demande d'électricité et d'énergie renouvelable ne cesse de croître. Nous avons pour principal objectif de consolider notre position de chef de file dans le secteur des projets liés à l'énergie renouvelable ayant peu d'impact sur l'environnement au Canada.

## Réglementation gouvernementale et environnementale

Nous souscrivons une assurance conforme aux pratiques de l'industrie afin de nous protéger contre les pertes résultant de la destruction accidentelle d'actifs, de la pollution et de l'interruption de l'exploitation. Nous mettons en œuvre un système de gestion de l'environnement, de la santé et de la sécurité, et toutes nos centrales disposent de plans d'exploitation qui leur permettent de gérer les questions environnementales. Nous engageons continuellement des frais liés aux exigences de protection de l'environnement pour toutes nos centrales. Ces frais, dont le montant est toutefois négligeable, sont comptabilisés au titre des charges d'exploitation lorsqu'ils sont engagés.

Nous engageons la majeure partie des frais financiers associés aux exigences de protection de l'environnement lors des phases d'aménagement et de construction des projets énergétiques. Ces frais sont immobilisés au titre du projet et sont soit amortis au moment de la mise en service, soit imputés aux résultats si le projet n'est pas mis en œuvre. Les frais varient d'un projet à l'autre; cependant, pour que nous puissions mettre en œuvre un projet, il importe de calculer d'avance le rendement sur le coût en capital, y compris sur les frais de protection de l'environnement immobilisés.

Compte tenu de la nature novatrice de bon nombre de nos projets, l'examen réglementaire peut exiger plus de temps que pour des projets plus courants, ce qui peut faire grimper les frais de développement comparativement aux autres technologies.

## PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

La section ci-après présente les principales données financières annuelles des états financiers annuels des trois derniers exercices. Les données ont été calculées conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, à l'exception du BAIIA (se reporter à la section « Mesures financières non définies par les PCGR », à la fin du présent rapport de gestion).

	<u>Exercice terminé le</u> <u>31 décembre 2007</u>	<u>Exercice terminé le</u> <u>31 décembre 2006</u>	<u>Exercice terminé le</u> <u>31 décembre 2005</u>
Produits	63 757 \$	48 188 \$	28 899 \$
BAIIA	39 115	29 639	17 709
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	23 755	22 808	9 901
Bénéfice net	8 343	8 896	820
Par action (de base)	0,06	0,07	0,01
Par action (dilué)	0,06	0,07	0,01
Total de l'actif	949 914	687 042	583 349
Encours de la dette (y compris la tranche à court terme de la dette à long terme et la facilité de prêt-relais)	414 756	316 327	226 765

Au cours des trois derniers exercices, nous avons porté notre production de 464 607 MWh en 2005 et de 706 881 MWh en 2006 à 921 675 MWh en 2007. Au cours de ces périodes, la puissance installée nette a augmenté, passant de 162 MW en 2005 à 364 MW en 2007. L'augmentation de la puissance et ainsi de la production d'électricité est attribuable à la mise en service de la centrale Grande Prairie EcoPower<sup>MD</sup> Centre (« GPEC ») en juin 2005, de la centrale hydroélectrique Upper Mamquam en juillet 2005, de Melancthon I en mars 2006, de la mise en service de Soderghen grâce à l'acquisition de GW Power Corporation en mars 2007 et de l'acquisition de la centrale Le Nordais en décembre 2007.

Les produits ont augmenté de façon constante au cours des trois derniers exercices, principalement en raison de la nouvelle puissance installée (décrite précédemment) et partiellement en raison de la hausse des prix moyens reçus pour l'électricité produite en 2007, laquelle découle essentiellement de la mise en service de Melancthon I, dont le prix contractuel est plus élevé. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse des prix communs moyens obtenus par nos centrales commerciales. Le prix moyen que nous avons reçu pour l'électricité produite par toutes les installations en 2007 s'est chiffré à 69 \$/MWh, comparativement à 68 \$/MWh en 2006 et à 62 \$/MWh en 2005.

Bien que ces facteurs, ajoutés à une économie d'impôts futurs, aient eu dans l'ensemble une incidence positive sur les résultats financiers de 2005 à 2007, les changements ci-après ont eu une incidence négative : la baisse des intérêts créditeurs en raison de la réduction des fonds en caisse, la hausse de l'amortissement et la hausse des frais d'exploitation imputable à l'acquisition de nouvelles centrales, la hausse des frais administratifs, la perte de change sur les euros affectés aux versements au titre d'un contrat d'achat de matériel éolien libellé en euros, les intérêts sur les emprunts contractés pour financer les nouvelles centrales et la hausse des impôts exigibles.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

### Produits

En 2007, les produits se sont accrus de 32 % pour atteindre 63 757 000 \$ pour une production de 921 675 MWh en 2007, contre 48 188 000 \$ en 2006 pour une production de 706 881 MWh. De plus, le nombre de kWh par action a augmenté de 19 % pour s'établir à 6,91 en 2007, comparativement à 5,79 en 2006.

La hausse de la production sur une base comparable, la mise en service des centrales Soderglen et Le Nordais, de même qu'une année complète d'exploitation à Melancthon I ont donné lieu à une hausse de la production en 2007 comparativement à l'exercice précédent.

En 2007, nous avons reçu un prix moyen de 69 \$/MWh pour l'électricité produite par toutes les installations (68 \$/MWh en 2006) en raison de la mise en service d'une nouvelle centrale dont le prix contractuel est plus élevé. Cette augmentation est contrebalancée en partie par la baisse des prix communs moyens reçus des centrales commerciales (60 \$/MWh en 2007; 71 \$/MWh en 2006).

Nous avons vendu 77 % de notre production d'énergie dans le cadre de contrats à long terme en 2007 (89 % en 2006), ce qui est supérieur à l'objectif minimal de 75 % que nous nous étions fixé. Avec la mise en service prévue de Melancthon II et du projet de l'île Wolfe en 2008, de même que la mise en service de la centrale Le Nordais en décembre 2007, nous prévoyons que la production d'énergie vendue dans le cadre de contrats à long terme pour 2008 s'élèvera à 84 %.

### Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont augmenté de 15 % pour atteindre 19 213 000 \$ en 2007, comparativement à 16 662 000 \$ en 2006. L'augmentation des charges d'exploitation était principalement imputable à la mise en service de Soderglen, ainsi qu'à l'exploitation de Melancthon I pour un exercice complet, contrebalancée en partie par la diminution des charges d'exploitation à GPEC en raison de l'intensification des activités de cette centrale. En \$/MWh, les charges d'exploitation ont diminué par rapport à l'exercice précédent, en raison de la prise en compte des résultats de Soderglen, qui a des frais d'exploitation moins élevés par MWh que nos centrales hydroélectriques et de biomasse. De plus, la production a augmenté à GPEC, donnant lieu à des frais d'exploitation moins élevés par MWh.

### Marges brutes

Les marges brutes (produits moins charges d'exploitation, exprimées en pourcentage des produits), ont augmenté en 2007 pour atteindre 70 %, comparativement à 65 % en 2006, principalement en raison de l'amélioration des activités de GPEC et de la mise en service de Soderglen, dont les marges brutes sont plus élevées. D'un exercice à l'autre, la marge brute de GPEC s'est accrue d'environ 1 381 000 \$.

### Amortissement

L'amortissement a augmenté de 35 % pour s'établir à 15 508 000 \$ en 2007 (11 503 000 \$ en 2006), en raison de la mise en service des centrales Soderglen et Le Nordais ainsi que de l'amortissement sur un exercice complet de Melancthon I. De façon générale, nos centrales éoliennes sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 30 ans, et nos centrales de biomasse et hydroélectriques sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 40 ans. La centrale Le Nordais est actuellement amortie sur une période de 26 ans, ce qui équivaut à la durée restante du contrat d'achat d'électricité avec Hydro-Québec.

### Intérêts sur la dette, facilités de crédit et intérêts créditeurs

<i>(en milliers de dollars, à moins d'indication contraire)</i>	2007	2006	Variation (en %)
<b>Intérêts sur la dette, incluant les intérêts immobilisés</b>	<b>18 778</b>	15 072	+ 25 %
<b>Intérêts immobilisés</b>	<b>(3 931)</b>	(2 016)	+ 95 %
<b>Total des intérêts sur la dette</b>	<b>14 847</b>	13 056	+ 14 %
<b>Total des intérêts sur la dette par MWh (en \$ par MWh)</b>	<b>16,11</b>	18,47	- 13 %
<b>Intérêts créditeurs</b>	<b>1 451</b>	7 047	- 79 %

L'augmentation des intérêts sur la dette (en excluant les intérêts immobilisés) est imputable à la hausse de l'encours de notre dette, qui tient principalement à l'émission des débentures de sociétés non garanties de séries 2 et 3 en juin 2006 et à la facilité de prêt-relais pour la centrale Le Nordais, émise en décembre 2007.

Les intérêts créditeurs ont diminué en raison des fonds en caisse moins élevés investis dans des dépôts à terme, alors que les fonds d'actions auparavant réunis ont été investis dans des immobilisations en cours et des projets d'aménagement.

Les intérêts immobilisés liés aux travaux de construction en cours et aux projets d'aménagement ont augmenté en raison des projets en cours de construction ou en voie d'être construits, dont les coûts sont plus élevés, par rapport à l'exercice précédent.

Les facilités de crédit (y compris la tranche à court terme) au 31 décembre 2007 se chiffraient à 414 756 000 \$ (316 327 000 \$ au 31 décembre 2006). L'augmentation est attribuable au prélèvement sur la facilité de prêt-relais pour la centrale Le Nordais et aux prélèvements sur la facilité de crédit de construction de Melancthon II, contrebalancée en partie par le reclassement des frais de financement reportés dans la dette à long terme [se reporter à la note 2b) des états financiers] et par les versements réguliers sur la dette à long terme.

### Frais administratifs

<i>(en milliers de dollars, à moins d'indication contraire)</i>	<b>2007</b>	2006	<b>Variation (en %)</b>	
<b>Frais administratifs bruts</b>	<b>9 278</b>	6 362	+	46 %
<b>Rémunération à base d'actions</b>	<b>2 288</b>	1 439	+	59 %
<b>Frais administratifs immobilisés</b>	<b>(5 171)</b>	(3 531)	+	46 %
<b>Total des frais administratifs et de la rémunération à base d'actions</b>	<b>6 395</b>	4 270	+	50 %

En 2007, les frais administratifs ont augmenté comparativement à l'exercice précédent, en raison d'une hausse modérée des coûts au titre des salaires s'expliquant par l'embauche de nouveaux employés. La rémunération à base d'actions a augmenté en raison d'une juste valeur plus élevée des options octroyées comparativement à l'exercice précédent. Les frais administratifs immobilisés liés aux coûts au titre des travaux de construction en cours et aux projets d'aménagement ont augmenté en raison de l'intensification des activités de construction et de mise en valeur.

### Impôts

Nos soldes d'actifs fiscaux s'établissent à 772 100 000 \$ (423 300 000 \$ en 2006), tandis que la valeur comptable de notre actif se chiffre à 949 914 000 \$ (687 042 000 \$ en 2006). Nous ne prévoyons pas payer d'impôts sur les bénéfices en espèces pour plusieurs années, sauf dans le cas de la centrale éolienne Cowley Ridge, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive, Cowley Ridge Wind Power Inc. Le 2 mai 2006, le gouvernement fédéral a adopté un budget dans lequel l'impôt fédéral sur les grandes sociétés a été éliminé avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006. Nous sommes toutefois tenus de payer des impôts sur le capital en Ontario, qui représentent la quasi-totalité de la charge d'impôts exigibles. Les impôts sur le capital en Ontario ont augmenté considérablement en 2007, en raison de notre programme d'investissement en Ontario, qui porte notamment sur Melancthon I, Melancthon II, l'île Wolfe, Island Falls et Royal Road. Les impôts sur le capital en Ontario seront éliminés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Cowley Ridge Wind Power Inc. est entièrement assujettie à l'impôt, mais a le droit de récupérer environ 175 % de ses impôts payés annuellement en espèces (jusqu'à concurrence de 15 % des produits bruts admissibles), conformément au *Revenue Rebate Regulation* de l'*Alberta Small Power Research and Development Act*, qui s'appliquera jusqu'à ce que les contrats de vente d'électricité connexes arrivent à échéance, soit en 2013 pour une tranche de 9,0 MW et en 2014 pour une tranche de 9,9 MW.

En 2007, l'économie d'impôts futurs s'est établie à 2 726 000 \$, comparativement à une charge d'impôts futurs de 168 000 \$ en 2006. Cette diminution est principalement attribuable à une réduction de 4 % des taux d'imposition fédéraux des sociétés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012, adoptée le 17 décembre 2007. Cette diminution a été contrebalancée en partie par la hausse du bénéfice imposable au cours de l'exercice.

## BAIIA

En 2007, le BAIIA a augmenté de 32 % pour s'établir à 39 115 000 \$, comparativement à 29 639 000 \$ en 2006 en raison de la mise en service des centrales Soderglen et Le Nordais, ainsi que de l'exploitation de Melancthon I pour un exercice complet et de l'amélioration des activités d'exploitation à GPEC. Ce résultat a en partie été contrebalancé par une perte de change sur les euros affectés aux versements au titre d'un contrat d'achat de matériel éolien libellé en euros. En \$/MWh, le BAIIA se rapproche de celui de l'exercice précédent, si l'on ne tient pas compte de la mise en service des centrales Soderglen et Le Nordais. Nous n'avons pas encore obtenu tous les gains au chapitre du BAIIA qu'engendrera la période de l'année la plus venteuse à Soderglen, laquelle devrait correspondre au premier trimestre de 2008, ainsi que de l'exploitation de la centrale Le Nordais pour un exercice complet.

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont améliorés par rapport à l'exercice précédent en raison des facteurs dont il est fait mention ci-dessus en ce qui a trait au BAIIA, ainsi qu'en raison d'une baisse considérable des intérêts créditeurs en raison de la réduction des fonds investis dans des dépôts à terme. En \$/MWh, les flux de trésorerie ont diminué en raison des facteurs dont il est fait mention ci-dessus en ce qui a trait au BAIIA.

Le RCMI est passé à 10 % en 2007 (9 % en 2006), ce qui est conforme à notre objectif de 10 % à 15 %. L'augmentation découle principalement de l'exploitation de Melancthon I pour un exercice complet, de la mise en service de Soderglen et de l'amélioration des activités d'exploitation pour GPEC. Le RCMI est le ratio des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie, majoré des impôts exigibles et des intérêts sur la dette à long terme sur les immobilisations corporelles pondérées moyennes, à l'exclusion des travaux de construction en cours et des éléments hors trésorerie.

### Bénéfice net

Le bénéfice net s'est chiffré à 8 343 000 \$ en 2007 (0,06 \$ l'action, après dilution), comparativement à 8 896 000 \$ (0,07 \$ l'action, après dilution) en 2006. Cette diminution découle des mêmes facteurs dont il a été question ci-dessus en ce qui a trait au BAIIA et aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, ainsi que de la baisse des impôts futurs, facteurs neutralisés par la hausse de l'amortissement liée à la mise en service de nouvelles centrales, la hausse de la rémunération à base d'actions hors trésorerie, la hausse des intérêts débiteurs et l'augmentation des impôts exigibles.

### Acquisition d'immobilisations corporelles et frais liés aux projets d'aménagement

<i>(en milliers de dollars)</i>	<b>2007</b>	2006	Variation	
<b>Acquisition d'immobilisations corporelles</b>	<b>145 923</b>	193 141	-	24 %
<b>Acquisition de Soderglen en contrepartie d'actions</b>	<b>76 879</b>	-	+	100 %
<b>Frais liés aux projets d'aménagement</b>	<b>55 737</b>	28 942	+	93 %

L'acquisition d'immobilisations corporelles se rapporte principalement aux coûts engagés relativement à Melancthon II, qui est actuellement en construction, et à l'acquisition de la centrale Le Nordais. En mars 2007, nous avons émis des actions ordinaires en contrepartie de notre acquisition de Soderglen. Les nouveaux frais liés aux projets d'aménagement se rapportent essentiellement aux dépôts relatifs au matériel pour le projet d'éoliennes de l'île Wolfe (l'« île Wolfe »), aux projets de la Colombie-Britannique et au projet d'aménagement hydroélectrique Dunvegan.

Il arrive qu'à la lumière des inspections initiales sur le terrain ou des analyses économiques nous décidions de ne pas donner suite à certains projets envisagés. Le cas échéant, les frais liés aux projets d'aménagement sont radiés. En 2007, des frais liés aux projets d'aménagement de 442 000 \$ ont été radiés (573 000 \$ en 2006).

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

	Trimestres terminés les (non vérifié)			
	31 décembre 2007	30 septembre 2007	30 juin 2007	31 mars 2007
Produits	17 398 \$	14 344 \$	17 277 \$	14 738 \$
BAIIA	10 597	7 765	12 216	8 537
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	6 687	4 161	7 762	5 145
Bénéfice net (perte nette)	5 505	162	1 771	905
Par action (dilué)	0,04	-	0,01	0,01

  

	Trimestres terminés les (non vérifié)			
	31 décembre 2006	30 septembre 2006	30 juin 2006	31 mars 2006
Produits	13 060 \$	11 729 \$	14 457 \$	8 942 \$
BAIIA	9 152	6 818	9 902	3 767
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	8 867	3 820	8 034	2 087
Bénéfice net (perte nette)	3 328	292	5 712	(436)
Par action (dilué)	0,03	-	0,05	-

Comme il en est question à la rubrique « Saisonnalité et caractère cyclique », les variations observées d'un trimestre à l'autre s'expliquent en partie par la nature cyclique des prix que nous recevons pour l'électricité tirée de nos centrales, ainsi que par la saisonnalité liée aux ressources éoliennes et hydrauliques. L'amélioration des résultats trimestriels en 2007 est principalement attribuable à la mise en service de Soderglen, en mars 2007, à la mise en service de la centrale Le Nordais, en décembre 2007, et à l'exploitation de Melancthon I pour un exercice complet, lesquelles ont amorcé leur exploitation en mars 2006.

### QUATRIÈME TRIMESTRE

Bien que les produits et le BAIIA du quatrième trimestre de 2007, terminé le 31 décembre 2007, soient supérieurs à ceux du quatrième trimestre de 2006, les résultats financiers sont moins élevés dans l'ensemble.

- La production d'électricité a augmenté de 31 % pour s'établir à 237 917 MWh au quatrième trimestre de 2007 (181 096 MWh au quatrième trimestre de 2006), grâce à la mise en service des centrales Soderglen en mars 2007 et Le Nordais en décembre 2007. Sur une base comparable, la production a été plus élevée au quatrième trimestre de 2007 qu'au quatrième trimestre de 2006, en raison de la baisse de la production d'énergie éolienne et d'hydroélectricité en Colombie-Britannique, contrebalancée en partie par la baisse de la production d'énergie à la biomasse et de la production d'hydroélectricité en Alberta et en Ontario, lesquelles s'expliquent par les débits moindres des cours d'eau au cours du trimestre par rapport à l'exercice précédent;
- La hausse des prix moyens reçus pour l'électricité provenant de toutes les installations (73 \$/MWh au quatrième trimestre de 2007; 72 \$/MWh au quatrième trimestre de 2006) attribuable à la hausse des prix des contrats en raison de la mise en service de la centrale Le Nordais, contrebalancée en partie par la baisse des prix communs;
- Une économie d'impôts futurs découlant d'une réduction de 4 % des taux d'imposition des sociétés en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012;

ces facteurs ont été contrebalancés par :

- La hausse de l'amortissement et des frais d'exploitation en raison de la mise en service des centrales Soderglen et Le Nordais;
- La baisse des intérêts créditeurs en raison de la réduction des fonds investis dans des dépôts à terme;
- Une perte de change sur les euros affectés aux versements au titre d'un contrat d'achat de matériel éolien libellé en euros;
- La hausse des frais administratifs, principalement en raison de l'augmentation des coûts au titre des salaires s'expliquant par l'embauche de nouveaux employés;
- La hausse des impôts exigibles en raison des impôts sur le capital de l'Ontario;
- L'augmentation de la charge de rémunération à base d'actions hors trésorerie.

## SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau ci-après présente les variations importantes observées dans le bilan consolidé pour la période allant du 31 décembre 2006 au 31 décembre 2007 :

	Augmentation (diminution) \$	Explication
Encaisse	(38 884)	Diminution imputable principalement au fonds de roulement déficitaire estimatif de GWP, à l'acquisition d'immobilisations corporelles pour Melancthon II, aux frais liés aux projets d'aménagement, aux remboursements sur la dette à long terme; contrebalancée en partie par l'encaisse tirée de l'appel public à l'épargne de décembre 2007 et des flux de trésorerie tirés de l'exploitation.
Débiteurs	(2 168)	Diminution découlant principalement de la diminution des intérêts à recevoir au 31 décembre 2007 par rapport à l'exercice précédent, en raison de la réduction des fonds en caisse investis dans des dépôts à terme.
Immobilisations corporelles	249 590	Augmentation attribuable à l'acquisition des centrales Le Nordais et Soderghen et aux frais engagés relativement à l'aménagement de Melancthon II (se reporter aux notes 3 et 4 des états financiers).
Frais de financement reportés	(2 628)	Reclassés dans la dette à long terme [se reporter à la note 2(b) des états financiers].
Frais liés aux projets d'aménagement	56 988	Augmentation imputable aux coûts engagés lors de l'aménagement de l'île Wolfe, des projets de la Colombie-Britannique et de Dunvegan.
Facilité de prêt-relais	72 300	Émission d'une facilité de prêt-relais afin de financer l'acquisition de la centrale Le Nordais.
Créditeurs et charges à payer	2 497	Augmentation imputable à l'acquisition de nouvelles centrales et de l'intensification des activités au 31 décembre 2007, comparativement à l'exercice précédent.
Passif au titre des instruments financiers dérivés	1 703	Augmentation liée à l'entrée en vigueur du nouveau chapitre 3855 du <i>Manuel de l'ICCA</i> , intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation ». Représente le total du passif au titre des instruments financiers dérivés non constaté, lié aux contrats bilatéraux de la Société et aux contrats de change visant l'euro qui sont admissibles à la comptabilité de couverture.
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	26 129	Augmentation imputable aux prélèvements sur la facilité de crédit de construction de Melancthon II, contrebalancée par le reclassement des frais de financement reportés dans la dette à long terme (se reporter à la note 7 des états financiers).
Impôts futurs	17 074	Augmentation imputable au passif d'impôts futurs pris en charge à l'acquisition de GWP (se reporter à la note 3 des états financiers) et au passif d'impôts futurs relatif à l'exercice des bons de souscription spéciaux de série A [se reporter à la note 8(c) des états financiers], contrebalancée en partie par l'économie d'impôts futurs en 2007 découlant d'une réduction des taux d'imposition des sociétés futures.
Capital-actions et surplus d'apport	136 292	Augmentation attribuable à l'appel public à l'épargne visant des actions ordinaires au moyen d'une convention de prise ferme en décembre 2007 [se reporter à la note 8(b) des états financiers], des actions et des bons de souscription émis en vue de l'acquisition de GWP (se reporter à la note 3 des états financiers), et à l'exercice des bons de souscription spéciaux de série A, en plus de l'émission d'actions ordinaires grâce à l'exercice d'options sur actions, déduction faite des frais d'émission d'actions (se reporter à la note 8 des états financiers).

## CONTRÔLES INTERNES

### Contrôles à l'égard de la présentation de l'information

Les contrôles et les procédures à l'égard de la présentation de l'information englobent tant l'information financière que l'information autre que financière de même que toutes les communications que nous avons avec des parties externes. Nous avons évalué la conception et l'efficacité de notre cadre de contrôles à l'égard de la présentation de l'information. En fonction de cette évaluation, nous avons conclu que nos contrôles et nos procédures à l'égard de la présentation de l'information étaient efficaces en date du 31 décembre 2007.

### Contrôles et procédures internes

Nous avons évalué la conception de nos contrôles et procédures internes à l'égard de la présentation de l'information financière pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. En fonction de cette évaluation, nous avons conclu que la conception de ces contrôles et procédures internes à l'égard de la présentation de l'information financière était efficace en date du 31 décembre 2007.

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Au 31 décembre 2007, nous avons les obligations contractuelles suivantes :

	Total	2008	2009-2010	2011-2012	Par la suite
	\$	\$	\$	\$	\$
Facilités de crédit	414 756	75 125	4 891	34 819	299 921
Obligations d'achat	261 856	261 856	-	-	-
Total des obligations contractuelles	676 612	336 981	4 891	34 819	299 921

Les obligations relatives aux facilités de crédit sont décrites à la note 7 des états financiers.

Les obligations relatives aux achats sont décrites à la note 16 des états financiers.

## ARRANGEMENTS HORS BILAN

Aux 31 décembre 2007 et 2006, nous n'avons aucun arrangement hors bilan.

## OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Nous payons des redevances dérogatoires brutes variant de 1 % à 2 % à l'égard des ventes d'électricité réalisées par quatre de nos centrales hydroélectriques initiales à une société sous le contrôle de J. Ross Keating, président, Exploitation et développement, et administrateur. Au cours de l'exercice, des redevances totalisant 60 000 \$ (68 000 \$ en 2006) ont été engagées, dont une tranche de 4 000 \$ (4 000 \$ en 2006) était payable à la fin de l'exercice.

## ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 8 janvier 2008, nous avons conclu la vente de 880 000 actions ordinaires (les « actions ordinaires ») au prix d'émission de 6,25 \$ par action ordinaire pour un produit brut total de 5 500 000 \$ (produit net de 5 280 000 \$). Les actions ordinaires ont été émises dans le cadre de l'exercice par les preneurs fermes de l'option pour attributions excédentaires. Se reporter à la rubrique « Sources de financement et situation de trésorerie » ci-dessus.

## OPÉRATIONS PROPOSÉES

Se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date du bilan » ci-dessus. Nous n'avons proposé aucune autre opération d'acquisition ou de cession d'actifs ou d'entreprises.

## ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Une estimation comptable est considérée comme critique si nous devons formuler des hypothèses sur des questions qui comportent un degré élevé d'incertitude au moment où l'estimation est faite et si les autres estimations que nous aurions pu utiliser avaient une incidence importante sur notre situation financière, l'évolution de notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

Bien que nous ayons formulé plusieurs estimations et hypothèses lors de la préparation des états financiers conformément aux PCGR, nous avons ciblé une seule estimation comptable critique.

### **Projet hydroélectrique Dunvegan**

Au 31 décembre 2007, nous avons engagé 8 749 000 \$ (8 268 000 \$ en 2006) au titre des frais liés aux projets d'aménagement de Dunvegan. Nous prévoyons obtenir une audience et une décision réglementaire relative à l'autorisation de la construction et de l'exploitation en 2008. Les approbations réglementaires, des contrats de vente d'électricité à long terme et du financement sont nécessaires avant de procéder à la construction. Si nous ne réussissons pas à obtenir les approbations réglementaires, le projet serait vraisemblablement abandonné et les frais liés au projet d'aménagement seraient radiés.

## **RÉPERCUSSIONS DE L'ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES**

### **Modifications comptables**

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, nous avons adopté la version révisée du chapitre 1506 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« *Manuel de l'ICCA* »), intitulé « Modifications comptables ». Les modifications visées par ce chapitre comprennent les modifications de conventions comptables, les modifications d'estimations comptables et les corrections d'erreurs. En vertu du chapitre 1506, des modifications volontaires de conventions comptables ne peuvent être apportées que si elles donnent lieu à des états financiers qui fournissent des informations plus fiables et plus pertinentes. Lorsqu'une modification à une convention comptable est apportée, celle-ci est appliquée de manière rétrospective, sauf si cela pose des difficultés indues. Les modifications d'estimations comptables sont généralement appliquées de manière prospective et les erreurs importantes des périodes antérieures sont corrigées de manière rétrospective. Le chapitre 1506 du *Manuel de l'ICCA* s'applique aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007 et sa seule incidence sur l'exercice considéré est qu'il faut indiquer les cas où une entité n'a pas utilisé une nouvelle source de PCGR publiée mais pas encore entrée en vigueur. Tel est le cas des chapitres 3862, 3863 et 1535 du *Manuel de l'ICCA*, respectivement intitulés « Instruments financiers – informations à fournir », « Instruments financiers – présentation » et « Informations à fournir concernant le capital », qui devront être adoptés pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2007. Nous adopterons ces normes le 1<sup>er</sup> janvier 2008 et nous nous attendons à ce que la seule incidence de cette adoption, en ce qui nous concerne, sera d'accroître l'information à fournir sur l'importance des instruments financiers à l'égard de notre situation financière et de notre performance financière de l'entité (incluant la nature, l'ampleur et la gestion des risques découlant des instruments financiers auxquels nous sommes exposés), et sur nos objectifs, politiques et méthodes concernant la gestion de nos sources de financement. Le chapitre 3064, intitulé « Écart d'acquisition et actifs incorporels », s'applique aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2008. Nous adopterons cette norme le 1<sup>er</sup> janvier 2009 et, d'après les activités actuelles, aucun changement relatif à cette adoption n'est prévu aux états financiers.

### **Instruments financiers et activités de couverture**

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, nous avons adopté les chapitres suivants du *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 3855, intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », le chapitre 3865, intitulé « Couvertures », le chapitre 1530, intitulé « Résultat étendu », et le chapitre 3861, intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation ». Nous avons adopté ces normes de façon prospective. Se reporter à la note 2b) des états financiers. En raison de l'adoption de ces chapitres du *Manuel*, nous devons constater les gains et les pertes non réalisés sur certains instruments financiers dans l'état consolidé des autres éléments du résultat étendu. Se reporter aux notes 2b) et 6 des états financiers pour connaître l'incidence des instruments financiers sur le bilan et sur l'état du résultat étendu.

## **INSTRUMENTS FINANCIERS**

Nous avons adopté une politique de gestion des risques que le conseil d'administration approuve chaque année. De façon générale, nous visons à éviter les risques inutiles et à limiter, dans la mesure du possible, les risques importants liés à nos activités. Nous pouvons avoir recours à l'occasion à des instruments financiers dérivés pour gérer ou couvrir le risque sur marchandises, le risque de taux d'intérêt et le risque de change. L'utilisation de produits dérivés sur une base spéculative ou sans opération de couverture est formellement interdite. Des autorisations de l'utilisation de produits dérivés aux fins de couverture ont été définies par notre conseil d'administration, et notre comité de vérification les revoit chaque trimestre.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, nous disposons des instruments financiers ci-après pour gérer les risques.

## Contrats bilatéraux

Nous avons conclu divers contrats bilatéraux avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties nous verseront un prix fixe de 53 \$ par MWh en fonction du prix mensuel moyen commun visant 133 950 MWh d'électricité par année à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008. Les contrats bilatéraux viennent à échéance entre 2008 et 2024. Bien que les contrats bilatéraux ne créent aucune obligation pour nous quant à la livraison physique d'électricité aux autres parties, nous sommes d'avis que nous générons suffisamment d'électricité non assujettie à des contrats pour respecter les contrats bilatéraux. Nous sommes incapables d'établir une estimation de la juste valeur de deux des contrats bilatéraux visant 4 150 MWh d'électricité par année puisque les prix des contrats bilatéraux comprennent la vente de certificats d'énergie renouvelable de même que le règlement du prix commun mensuel moyen. Nos hypothèses à l'égard de la juste valeur des contrats bilatéraux, compte tenu de la nature non liquide continue du marché des contrats à terme de gré à gré, présument que les prix réels des contrats bilatéraux sont les mêmes que les prix des contrats à terme de gré à gré pour les exercices où il n'y avait aucun marché des contrats à terme de gré à gré. Au 1<sup>er</sup> janvier 2007, la juste valeur des contrats bilatéraux de 206 000 \$ est comptabilisée au bilan consolidé à titre de passif financier dérivé, et la perte, parmi les autres éléments du résultat étendu. Au 31 décembre 2007, la variation de la juste valeur depuis la transition s'est traduite par une perte additionnelle de 1 002 000 \$.

## Contrats de change

Nous avons conclu divers contrats de change arrivant à échéance en 2008 qui fixent le prix de nos versements en euros dans le cadre de contrats d'achat de matériel éolien en dollars canadiens. Le solde total à verser sur les achats libellés en euros s'élève à 118 452 960 € et est converti en dollars canadiens au taux moyen fixe pondéré de 1,4677 pour un solde total à verser de 173 853 409 \$. Au 1<sup>er</sup> janvier 2007, la juste valeur de tous les contrats de change en cours, chiffrée à 7 894 000 \$, a été comptabilisée au bilan consolidé à titre d'actif financier dérivé, et le gain, parmi les autres éléments du résultat étendu. La variation de la juste valeur depuis la transition s'est traduite par une perte de 8 389 000 \$.

## DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

	Au 14 février 2008 (non vérifié)
Actions ordinaires, de base	143 271 223
Titres convertibles	
Bons de souscription	4 110 900
Options	6 006 250
	10 117 150
Actions ordinaires, dilué	153 388 373

## MISES EN GARDE

### Énoncés prospectifs

Certains énoncés contenus dans le présent rapport annuel constituent des énoncés prospectifs. Ces énoncés se rapportent à des événements futurs ou à notre rendement futur. Tous les énoncés autres que ceux qui sont appuyés par des faits historiques peuvent être de nature prospective. Les énoncés prospectifs comprennent souvent, mais pas toujours, des expressions comme « chercher », « prévoir », « planifier », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « pouvoir », « devoir », « projeter », « prédire », « potentiel », « cibler », « avoir l'intention de », « croire » et des expressions semblables. Ces énoncés comportent des risques connus et inconnus, des incertitudes ainsi que d'autres facteurs susceptibles de faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent sensiblement de ceux dont les énoncés prospectifs font état, incluant, sans s'y limiter, les variations de température, les débits d'eau, les niveaux de réservoir sur les réseaux d'irrigation, les ressources éoliennes et les prix communs. Nous estimons que les attentes exprimées dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, mais rien ne garantit qu'elles se réaliseront. Le lecteur est prié de ne pas se fier indûment aux énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport annuel. Ces énoncés ne sont valables qu'à la date du rapport annuel. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et nous ne sommes pas tenus de le faire.

## **Mesures financières non définies par les PCGR**

Des références à des notions qui n'ont pas de définition normalisée en vertu des PCGR sont présentées dans le présent rapport annuel, et ces notions pourraient ne pas être comparables aux mesures analogues présentées par d'autres sociétés, incluant le BAIIA, le RCMI, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par action (montant dilué), les MWh et autres montants par action. Toutes les références aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont trait aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Le BAIIA est fourni afin d'aider la direction et les investisseurs à déterminer notre capacité à générer des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Le BAIIA représente les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, plus les intérêts sur la dette (déduction faite des intérêts créditeurs) et la charge d'impôts exigibles. Le RCMI est présenté afin d'aider les investisseurs à comprendre une des principales mesures que nous utilisons pour surveiller et évaluer notre performance. Il s'agit du ratio des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie, majoré des impôts exigibles et des intérêts sur la dette à long terme sur les immobilisations corporelles pondérées moyennes, à l'exclusion des travaux de construction en cours et des éléments hors trésorerie.